

Trabajo Fin de Grado

Estudio técnico y económico del autoconsumo
en una vivienda unifamiliar

Technical and economic study of self-
consumption in a single-family house

Autor/es

Francisco Barahona de Miguel

Director/es

José Luis Bernal Agustín

Escuela de Ingeniería y Arquitectura
2022

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO DEL AUTOCONSUMO EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR

RESUMEN

La idea de este Trabajo Fin de Grado ha surgido después de cursar varias asignaturas del bloque de energía del Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales; en las que se enseñan y explican conceptos sobre el autoconsumo.

El autoconsumo en España está regulado por el Real Decreto 244/2019. Todos los cambios de normativas en los últimos años a nivel europeo se han centrado en frenar la emisión de gases nocivos, provocando que muchas empresas tengan que adaptarse. Otro pensamiento que ha comenzado a imponerse durante la última década es el desarrollo de tecnologías más limpias con el medio ambiente. Estas acciones han ido generando un cambio en todo lo relacionado con la energía como, por ejemplo, la forma de obtener energía o la transformación reciente de las tarifas energéticas. En los últimos meses el coste de esta necesidad no para de aumentar, alcanzando máximos históricos, lo que provoca que muchas personas traten de buscar alternativas, entre ellas, el uso de renovables para la autoproducción de energía.

En este trabajo se ha realizado un estudio técnico y económico de diferentes instalaciones renovables de autoconsumo para una vivienda que, es primera residencia y está conectada a la red. La instalación renovable seleccionada ha de ser una combinación entre las tecnologías eólicas y fotovoltaicas; el autoconsumo del caso base al que se acogerá el usuario será un autoconsumo con excedentes y sin compensación.

En este proyecto se plantea un caso base bajo unas determinadas condiciones, a lo largo del proyecto se incluyen varios cambios, creando nuevos escenarios para estudiar a fondo esta instalación renovable. Se realizarán variaciones en la ubicación, cambios en función de las características de los habitantes de la vivienda (considerando que en ningún caso es una segunda residencia) y cambios en la modalidad de autoconsumo.

Finalmente, todos los datos de los diferentes escenarios obtenidos mediante los softwares y los resultados que se han interpretado y analizado en hojas de cálculo permitirán decidir qué solución es más recomendable en cada caso para el usuario.

ÍNDICE

1 INTRODUCCIÓN	1
2 ENERGÍAS RENOVABLES.....	2
3 NORMATIVA SOBRE AUTOCONSUMO	4
4 DIMENSIONADO INICIAL.....	6
4.1 CONSUMO	6
4.2 DIMENSIONADO DE INSTALACIÓN EÓLICA.....	7
4.3 DIMENSIONADO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	10
4.4 DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN GENERAL RENOVABLE	14
5 CASOS DE ESTUDIO	17
5.1 MODIFICACIÓN DE LA LOCALIZACIÓN.....	17
5.2 VARIACIÓN DE LA DEMANDA.....	21
5.3 CAMBIO DE LA MODALIDAD DE AUTOCONSUMO	23
5.3.1 AUTOCONSUMO CON EXCEDENTE Y COMPENSACIÓN ECONÓMICA.....	23
5.3.2 AUTOCONSUMO CON ALMACENAMIENTO	26
6 CONCLUSIONES	28
BIBLIOGRAFÍA.....	30
ANEXOS	32
ANEXO I: CONSUMO	33
ANEXO II: INSTALACIÓN EÓLICA.....	39
ANEXO III: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	50
ANEXO IV: INSTALACIÓN GENERAL RENOVABLE	57



1 INTRODUCCIÓN

El objetivo de este Trabajo de Fin de Grado es estudiar instalaciones fotovoltaicas y eólicas conectadas a la red. Estas instalaciones son la fuente de generación de una vivienda unifamiliar. Se estudia el aspecto técnico y económico de estas instalaciones basándose en la normativa vigente de autoconsumo española.

En la última década se han impulsado desde la UE iniciativas con el objetivo de mitigar la contaminación, fomentar el uso de tecnología más limpia o garantizar un suministro energético seguro y asequible para la UE. Algunas de estas iniciativas se recogen dentro del llamado Pacto Verde [1], que pone fecha para alcanzar los objetivos, 2030.

En la actualidad, la energía en España ocupa la gran mayoría de los titulares de los periódicos e informativos. Existe una controversia en la sociedad por el precio de la energía, se ha incrementado drásticamente desde mitad del año 2021, tanto que cada día el precio del kWh alcanza un nuevo máximo histórico. Los principales motivos qué explican este hecho son el aumento de la demanda, el encarecimiento del gas y las políticas de la UE, que han generado una subida del precio de las emisiones de CO₂.

Durante junio de 2021 hubo un cambio importante en las tarifas energéticas españolas [2], los peajes de acceso 2.0A, 2.0DHA, 2.0DHS, 2.1A, 2.1DHA, 2.1DHS se unificaron en una única tarifa [3], conocida como 2.0TD según el Real Decreto-ley 1/2019 [4], aprobado el 11 de enero. El tiempo transcurrido entre la aprobación del real decreto-ley y el comienzo de estas medidas se debe a la situación económico-social producida por la pandemia de COVID-19.

El alcance del proyecto es definir qué tipo de instalación renovable de autoconsumo se adapta mejor a las condiciones impuestas (demanda, ubicación y modalidad de autoconsumo siguiendo el RD 244/2019) para poder reducir el consumo energético y ser autosuficiente.

A lo largo del proyecto se trabajará con softwares que permitan obtener de forma precisa la demanda a cubrir con las instalaciones renovables (fotovoltaica y eólica). Después se diseñarán las instalaciones apoyándose en varias metodologías y finalmente se analizarán varios casos, cambiando las condiciones y escogiendo qué modalidad resulta más ventajosa en cada caso para el usuario.

2 ENERGÍAS RENOVABLES

Actualmente, en España la potencia instalada de energía renovable ha ido aumentando en los últimos años; mientras que la no renovable va disminuyendo cada año.

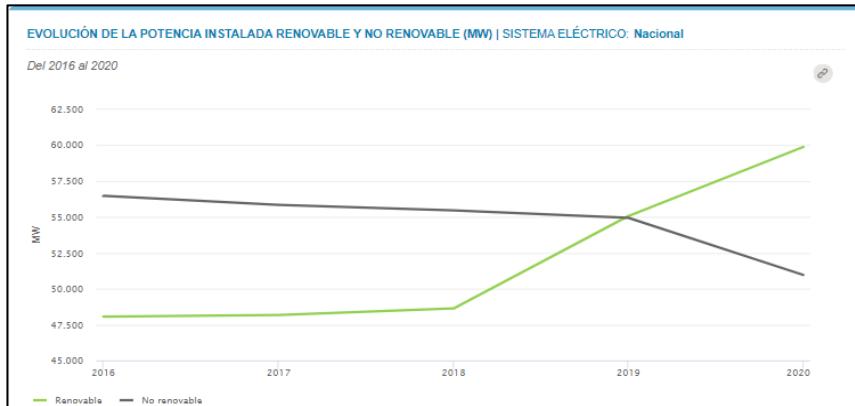


Figura 1. Evolución potencia instalada a nivel nacional. (Fuente: ESIOS [6])

Tal y como se observa en la anterior gráfica; a partir del año 2019, la energía renovable superó a la no renovable en cuanto a potencia instalada. Este comportamiento es debido mayoritariamente a las nuevas políticas trazadas por la UE, que ha adoptado medidas como el Pacto Verde Europeo [1], mencionado con anterioridad.

Analizando la generación de energía renovable y no renovable en los últimos años, se puede observar una tendencia creciente por parte de la energía renovable, mientras que la no renovable está disminuyendo.

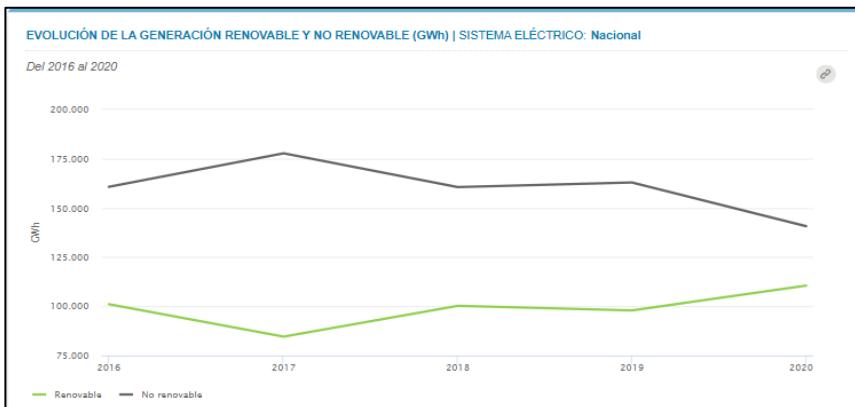


Figura 2. Evolución de la generación a nivel nacional. (Fuente: ESIOS [6])

De la anterior gráfica, se puede extraer el dato de generación del año 2020, se han generado 30.000 GWh más de no renovable. Lo que supone un 25% más de generación no renovable que renovable. La Agencia Internacional de la Energía (AIE), estima que la capacidad mundial de energía renovable aumentará en un 60% los datos de 2020 en los próximos años [7]. Este aumento hace prever que, a lo largo de la década actual, se igualará la generación renovable y la no renovable, llegando incluso a generar más energía renovable que no renovable.

Además, este hito se ha producido durante algunos días de los últimos años, tal y como se puede observar en la siguiente gráfica del mes de junio de 2021:

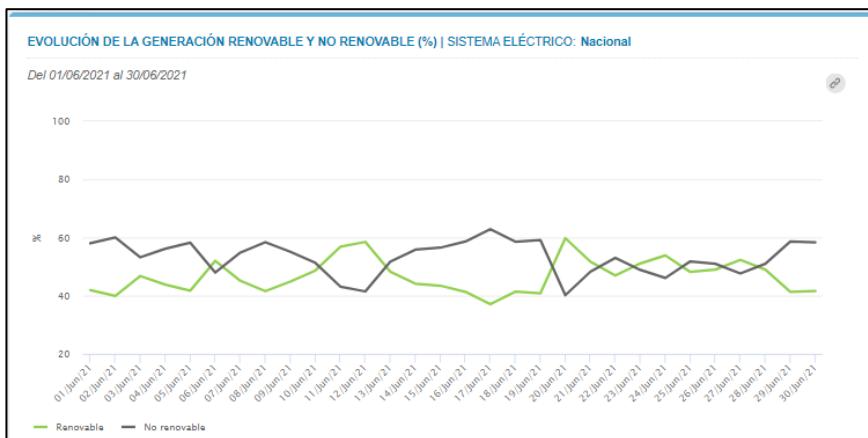


Figura 3. Generación renovable y no renovable del mes de junio de 2021. (Fuente: ESIOS [6])

Los datos más recientes, muestran en España una producción de alrededor de 110.000 GWh anuales de energía renovable. En la siguiente imagen [6] puede verse cómo se reparte esta generación según la tecnología renovable.

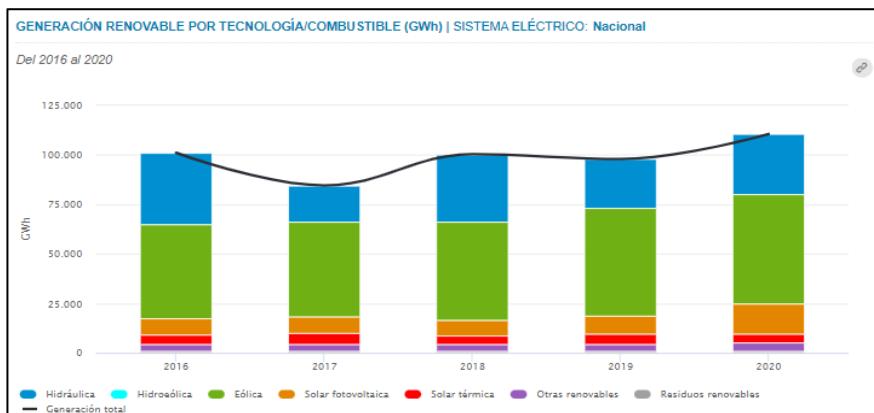


Figura 4. Generación renovable anual de cada tecnología. (Fuente: ESIOS [6])

Esta imagen sirve para identificar cuáles son las tecnologías renovables que generan más energía, por orden son: la eólica (verde), la hidráulica (azul) y solar fotovoltaica (naranja). Otra apreciación que puede hacerse es que la tecnología hidráulica varía bastante de un año a otro, la razón es que depende mucho del clima; ya que, en años de sequía, como por ejemplo el 2017, la generación es la mitad que la del año anterior. Esta circunstancia no sucede con tecnologías como la eólica y la solar fotovoltaica, que son bastante constantes cada año. Ambas tecnologías han tenido un crecimiento durante el último lustro hasta tal punto que, en el balance de 2020, juntas representan el 65% de la generación renovable. Otro factor que explica este suceso, son los costes de instalación, son muy elevados en la tecnología hidráulica si se comparan con los de la tecnología eólica y solar fotovoltaica.

Este hecho, ha provocado que sean tecnologías más accesibles para las personas y, por lo tanto, ha impulsado la idea de instalar estas tecnologías y apostar por el autoconsumo en los hogares. En 2020 aumentó en un 19% el número de hogares que instaron autoconsumo según un artículo de “El Periódico” [5].

3 NORMATIVA SOBRE AUTOCONSUMO

Así como se ha visto en el apartado anterior, el autoconsumo está cada vez más presente en los hogares españoles, a pesar de la pandemia del coronavirus y el parón de la actividad económica durante buena parte del año pasado. En 2020 se instalaron 596 MW de potencia fotovoltaica de autoconsumo, un 30% más que un año antes (459 MW), según los datos registrados por la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) [5].

El autoconsumo está regulado en España por el real decreto 244/2019 [9]. En este real decreto se establecen las principales condiciones administrativas, técnicas y económicas para las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica, definidas previamente en el artículo 9 de la Ley 24/2013 [10].

Algunas de las definiciones de mayor interés que tiene el RD 244/2019 para poder comprender algunos aspectos del trabajo son:

Autoconsumo:

El consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos.

Instalación conectada a la red:

Aquella instalación de generación conectada en el interior de una red de un consumidor, que comparte infraestructuras de conexión a la red con un consumidor o que esté unida a este a través de una línea directa y que tenga o pueda tener, en algún momento, conexión eléctrica con la red de transporte o distribución.

Instalación de producción:

Instalación de generación inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio para la Transición Ecológica, donde se deben de cumplir las siguientes condiciones:

- Potencia inferior a 100kW.
- Asociadas a modalidades de suministro con autoconsumo.
- Poder inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución.

Energía horaria excedentaria individualizada:

Saldo neto horario de la energía horaria excedentaria correspondiente a un consumidor que participa de una instalación de autoconsumo colectivo o consumidor asociado a una instalación próxima a través de la red.

Esta energía se calculará como la diferencia entre la energía horaria neta generada individualizada y la energía horaria consumida individualizada por cada consumidor, se considerará cero cuando el valor sea negativo.

En el Real Decreto 244/2019 se recogen las modalidades de autoconsumo que se definieron ya en la Ley 24/2013 de regulación del suministro de energía eléctrica:

Modalidades de suministro con autoconsumo sin excedentes:

Se deberá instalar un mecanismo anti vertido que impida la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o de distribución. En este caso existirá un único tipo de sujeto, el consumidor.

Modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes:

Las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo podrán, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. En este caso existirán dos sujetos, el consumidor y el productor.

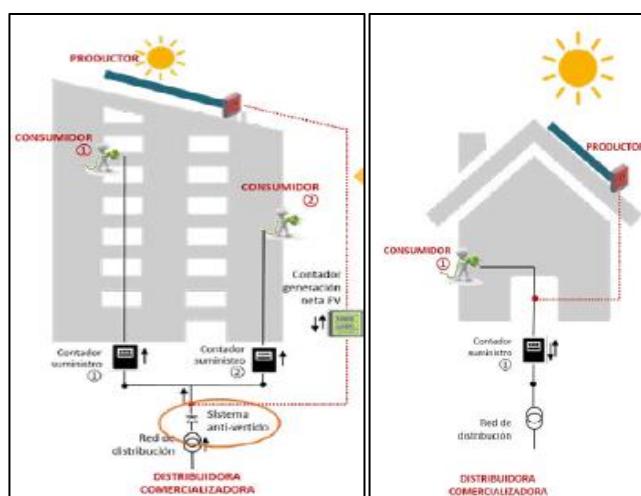


Figura 5. Esquema de conexiones a la red dependiendo de excedentes. (Fuente: FENIE [8])

En el caso base que se va a estudiar de autoconsumo de una vivienda familiar, la modalidad escogida será la segunda, es decir, se inyectará la energía excedentaria a la red eléctrica. En la parte final del estudio donde se valorarán diferentes modalidades del autoconsumo, se planteará la opción de tener un sistema anti vertido, por lo que la energía excedentaria se almacenará en baterías para utilizarse en los momentos donde la demanda sea superior a la producción de la instalación.

Asimismo, la modalidad con excedentes puede clasificarse en las que están acogidas a una compensación económica por inyectar la energía y las que no. A lo largo de este proyecto, se estudiarán ambas opciones, pero para plantear el caso base, se escogerá la segunda. Pese a ello, en este apartado se presentan las condiciones más destacables que deberá de cumplir si se quiere recibir una compensación según el RD 244/2019 [9]:

- La fuente de energía primaria debe ser de origen renovable.
- La potencia total de las instalaciones de producción debe ser inferior a 100 kW.
- Si resultase necesario realizar un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción, el consumidor ha tenido que suscribir un único contrato de suministro para el consumo asociado.

4 DIMENSIONADO INICIAL

El dimensionado de este proyecto está estructurado en varias partes. La primera de ellas se focaliza en obtener de forma detallada el valor del consumo. Se parte de este dato inicial para realizar posteriormente todo el dimensionado de las instalaciones renovables. En este proyecto se ha escogido la instalación renovable como una combinación entre una instalación eólica y una fotovoltaica; por lo tanto, la segunda y tercera parte de este punto, se centran en el diseño de las instalaciones correspondiente. Finalmente se plantea en una cuarta parte, los equipos necesarios para que sea plausible la instalación.

Las principales características que se desea que tenga para el caso inicial de la instalación son:

- Ubicación: Zaragoza, España
- Demanda: Caso intermedio, familia con 2 hijos.
- Modalidad de autoconsumo: Autoconsumo con excedente y sin compensación.

4.1 CONSUMO

El consumo se ha determinado mediante el programa Load Generator, siguiendo el procedimiento que se explica en el Anexo I. Este programa permite obtener perfiles de consumo en función de parámetros como por ejemplo el número de convivientes de una vivienda, si éstos trabajan desde casa, si están desempleados, si son adolescentes o ancianos, etc. El programa realiza una simulación utilizando su base de datos, en la que tiene guardados los hábitos energéticos de las personas de los últimos 20 años.

Tras realizar varias pruebas en donde se obtenían valores diferentes de consumo. Se ha decidido escoger un consumo que sea intermedio, con el objetivo de analizar su variación en futuros puntos del proyecto. Se ha realizado la simulación con una vivienda que tiene las siguientes características:

- Familia de 2 hijos adolescentes, chica de 14 años y chico de 16 años.
- Un progenitor trabaja fuera de casa, mujer de 43 años.
- El otro progenitor se encuentra desempleado, hombre de 45 años.

El valor de consumo anual se ha obtenido a partir de la suma del consumo instantáneo discretizado en intervalos de 15 minutos. El resultado final es de **9.294,2864 kWh**.

Tomando este valor como punto de partida, se procede a dimensionar las instalaciones renovables, de acuerdo con lo expuesto en la cabecera del apartado del dimensionado.

Los posibles escenarios que experimentará la demanda, se recogen en el anexo I de consumo.

Se ha decidido utilizar la combinación de la tecnología eólica y la tecnología solar fotovoltaica para diseñar la instalación renovable que satisfaga la demanda anteriormente calculada.

4.2 DIMENSIONADO DE INSTALACIÓN EÓLICA

El dimensionado comienza con la decisión de la ubicación del emplazamiento. Esta ubicación será Zaragoza, España. En las instalaciones domésticas los factores más importantes que convencen a los usuarios para instalar eólica son el ruido que produce la turbina de esta tecnología y el impacto visual que tendrá el aerogenerador.

Los aerogeneradores que tienen las turbinas de eje vertical son muy utilizados en ciudades y zonas urbanas debido a que su tamaño es inferior a aquellos que son de eje horizontal y también a que el sonido que se produce es prácticamente nulo. Otras de las ventajas que poseen estas turbinas son la fácil ubicación del tren de potencia, a nivel del suelo y la sujeción de las palas es de fácil diseño y ejecución [11], por lo que el modelo escogido para este proyecto es el de una turbina vertical. A continuación, se expone una tabla resumen donde se recogen las características más importantes de una turbina dependiendo de su eje.

Eje vertical	Eje horizontal
Son más silenciosos	Necesario un sistema de orientación
Giran a una menor velocidad, menos peligro	Estructuras para poder aprovechar el viento
Funciona con vientos a baja velocidad	Mayores coeficientes de potencia
Permite trabajar desde el suelo, altura 0m.	Mayor coste de la instalación

Tabla 1. Características principales dependiendo de orientación de las turbinas según la información de [10]. (Fuente: Elaboración propia)

Después de revisar los aerogeneradores disponibles en el mercado, se ha seleccionado el modelo ATLAS2.0. Este aerogenerador cuenta con 2kW de generación. Con su forma compacta, tiene la velocidad del viento inicial más baja y un área de captación de viento más grande, lo que le permite generar electricidad a velocidades del viento más bajas [12]. Además, sólo produce 30 dB de ruido cuando funciona a pleno rendimiento. El coste de la instalación también es un factor a tener en cuenta y es por lo que este modelo de aerogenerador es una gran opción para instalar en una vivienda doméstica, porque su precio está en torno a los 1.300€, si añadimos el inversor correspondiente (Inversor Growatt 2kW, arranque 50V), el precio final es de 1.780€. Sin embargo, este modelo tiene desventajas, el rotor es un Savonius, por lo que, la potencia que se extrae respecto a la potencia de entrada (coeficiente de potencia) está por debajo de otros rotores verticales como por ejemplo los Darrieus. Otro factor que hace decantarse por el modelo ATLAS son sus dimensiones (1,2mx1mx1m).

Después de escoger el aerogenerador, se quiere conocer el valor de la energía que va a ser capaz de producir, para ello, es necesario conocer previamente el potencial eólico de la instalación. La potencia se puede obtener aplicando la distribución de Weibull en función de la medida de velocidad del viento.

Estos valores son obtenidos a partir de los resultados extraídos del software Renewables.Ninja [17], que es libre y se permite trabajar de forma online. Este programa utiliza la base de datos MERRA-2 (global) para extraer el dato del viento discriminado cada hora durante todo un año. Con el objetivo de que sean unos datos visuales, se añade un gráfico del perfil de viento en la ciudad de Zaragoza según el mes del año.



Figura 6. Perfil mensual de la velocidad del viento en Zaragoza a partir de los datos del software Renewables.Ninja [17]. (Fuente: Elaboración propia)

Finalmente se ha calculado la velocidad media del viento y su desviación típica. Estos datos permitirán calcular los factores de escala y forma de una distribución Weibull, el procedimiento y las fórmulas para ello se incluyen dentro del Anexo II.

V _{medio} (m/s)	Desviación Típica	Factor de Escala	Factor de forma
7,35	2,81	2,841	8,249

Tabla 2. Datos iniciales para estudio de la distribución Weibull aplicando fórmulas del Anexo II. (Fuente: Elaboración propia)

A partir del factor de escala, de forma y un rango para la velocidad del viento es posible conocer qué distribución Weibull va a tener el viento. En este caso el rango estará entre 0 y 25 m/s debido a que la curva de potencia del fabricante de este modelo se mantiene constante a partir de los 20 m/s tal y como puede observarse en el anexo II del documento.

Una vez determinada la distribución de velocidad de viento en un emplazamiento, se puede determinar fácilmente la potencia media. Para ello simplemente hay que integrar la curva que se obtiene, multiplicando la densidad de probabilidad de cada velocidad por la potencia del viento a esa velocidad. En el proyecto esta potencia se quiere calcular por unidad de superficie (W/m^2), por lo que, la fórmula sería la siguiente:

$$\frac{P}{A} (Pv_i) = \frac{1}{2} \rho v_i^3 p(v_i)$$

Figura 7. Potencia por unidad de superficie en función de la probabilidad de la velocidad del viento. (Fuente: Slideplayer [13])

En la fórmula anterior consideraremos que la densidad del aire, ρ , tiene un valor de 1,225 kg/m³. Ahora que ya se conoce para cada valor de viento su potencia por unidad de superficie, se procede a calcular la energía para cada velocidad del viento, para lo que se necesitará el valor del coeficiente de potencia y el área perpendicular sobre la que incide el viento. Para continuar con el cálculo de la energía se deben aplicar las siguientes ecuaciones, donde el tiempo corresponde al número de horas que tiene un año, para obtener así el valor de potencia en Wh y transformarlo fácilmente en kWh.

$$P_{vi} = \frac{1}{2} \rho v_i^3 A C_p$$

$$E = \sum P_{vi} \text{ tiempo}$$

Figura 8. Potencia y energía para cada valor de velocidad. (Fuente: Slideplayer [13])

De la anterior ecuación se conocen los siguientes valores gracias a las características técnicas del modelo ATLAS2.0; el resto de características se recogen en el anexo II.

Características	Valor
Número de palas	3
Altura de las palas (m)	1
D. Longitud aerogenerador (m)	1
e. Separación entre palas (m)	0,1
Cp turbina Savonius	0,15

Tabla 3. Especificaciones técnicas ATLAS2.0. a partir de la información del anexo II (Fuente: Elaboración propia)

El área de incidencia del viento se ha calculado considerando que incide sobre una cara plana formada por las dimensiones de altura de las palas y el diámetro de la pala menos la distancia entre palas del aerogenerador, tal y como se representa en la siguiente imagen:

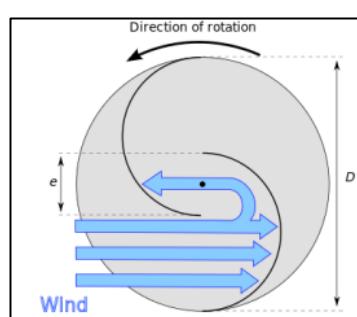


Figura 9. Área de incidencia del viento en una turbina Savonius vista en planta. (Fuente: Wikipedia [14])

Se ha escogido un valor del coeficiente de potencia que sea el más óptimo para la turbina Savonius. Este valor se ha consultado en varios documentos y finalmente se ha decidido imponer el valor de 0,15, que está dentro de la curva de coeficientes de potencia de la figura que se adjunta en la siguiente página.

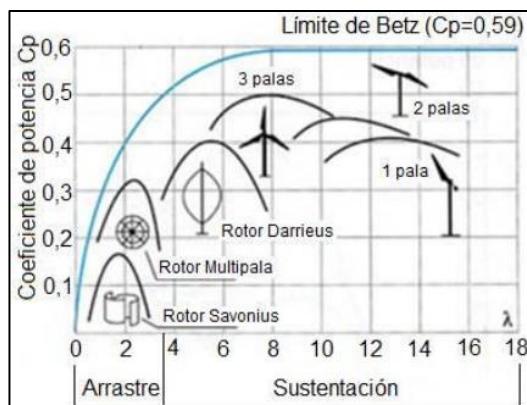


Figura 10. Variaciones de Cp en función de la velocidad específica del viento según modelo de turbina.
(Fuente: Slideplayer [13])

Para llevar a cabo todo el cálculo del dimensionado se utiliza el programa Microsoft Excel. En el anexo II, se incluyen imágenes de las plantillas que se han empleado y la explicación de cuál es el procedimiento para obtener el valor de la energía producida anual.

El valor final de la energía producida al año por este aerogenerador y con las condiciones que se han impuesto al emplazamiento es de **727,3947 kWh**.

Este valor de energía no llega a representar ni el 10% de la demanda que se pretende cubrir, por lo que, antes de instalar otro aerogenerador se prefiere apostar por dimensionar una instalación fotovoltaica de 2kW y analizar si con la misma potencia instalada, se puede obtener una mayor producción de energía que en el caso eólico.

4.3 DIMENSIONADO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

El dimensionado comienza con la selección de la ciudad de Zaragoza como ubicación inicial del estudio. Para realizar el dimensionado de la instalación fotovoltaica, se ha utilizado la herramienta PVgis [18]. Se trata de una herramienta en línea gratuita que permite estimar la producción de electricidad solar de un sistema fotovoltaico (FV). Los datos obtenidos son de la base de datos PVGIS-SARAH desarrollado por CM SAF (El Servicio de Aplicación de Satélites para la Vigilancia del Clima).

Para conocer la producción energética de los 2 kWp instalados se ha escogido el módulo fotovoltaico SEP 300W [15], las especificaciones técnicas de interés que son necesarias conocer para introducir los datos dentro del software de PVgis [18] y posteriormente diseñar el emplazamiento son:

Característica técnica	Valor
Eficiencia del módulo (%)	15,46
Potencia máxima (Wp)	300
Dimensiones (m)	1,956 x 0,992 x 0,05

Tabla 4. Características del módulo SEP 300W Policristalino. (Fuente: [15])

El resto de características de este módulo se recogen en el Anexo III. El módulo tiene una potencia pico de 300 W, para llegar a los 2 kWp habría que instalar varios paneles. De momento, se introduce en el formulario de PVgis 2kWp para compararlo con el del caso eólico. En el futuro cuando se calculen los paneles necesarios para satisfacer la demanda, esta potencia pico cambiará.

Además, se ha decidido obtener los datos para una situación en la que esté optimizada la inclinación y el azimut. Por último, se ha escogido la opción de que la instalación esté integrada en el edificio, en este caso en el tejado. Todos estos detalles se recogen en la siguiente imagen:

The screenshot shows the 'RENDIMIENTO DE UN SISTEMA FV CONECTADO A RED' (Performance of a PV system connected to the grid) window. It includes fields for: Base de datos de radiación solar* (PVGIS-SARAH), Tecnología FV* (Silicio cristalino), Potencia FV pico instalada [kWp] (2), Pérdidas sistema [%] (15.46), Opciones de montaje fijo (selected), Posición de montaje * (Integrado en el edificio), Inclinación [°]* (35), Azimut [°]* (checked), Optimizar inclinación (unchecked), and Optimizar inclinación y azimut (checked).

Figura 11. Formulario PVgis. (Fuente: PVgis [18])

El programa permite obtener en un análisis rápido la producción de energía anual, para este caso es de **3.052,41 kWh**. Un valor mucho mayor que el obtenido con el caso del aerogenerador con la misma potencia instalada. Además, la relación entre kWh producido por € invertido es superior en el caso de la FV. Para ver mejor la diferencia entre ambas tecnologías en cuanto a la relación kWh-€, se muestra la siguiente gráfica:

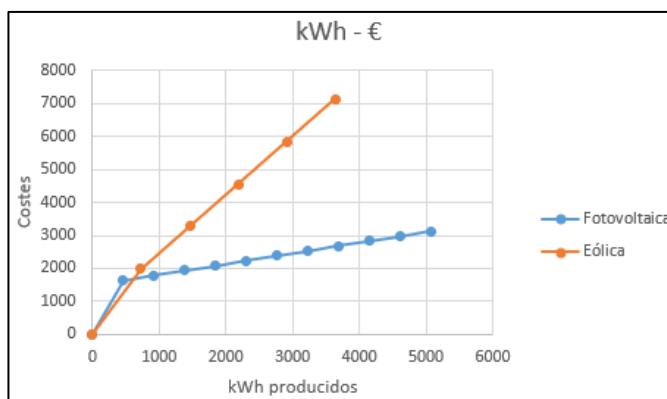


Figura 12. Relación € invertido por kWh producido según la tecnología instalada a partir de los datos obtenidos en [12], [15] y [16]. (Fuente: Elaboración propia)

El gráfico anterior se ha hecho a partir de los precios que se han encontrado para el modelo del aerogenerador vertical explicado anteriormente y para el modelo de módulo fotovoltaico (SEP 300W, policristalino). También se han considerado para ambas instalaciones sus inversores correspondientes, en el caso de la instalación fotovoltaica tendría un inversor TRIPower de 6kW de la marca SMA, SUNNY [16] y en el caso eólico un inversor Growatt de 2 kW. En la tabla 5 de la siguiente página se resumen los costes de los equipos.

Equipos	Tecnología Fotovoltaica	Tecnología Eólica
Inversor	1.485€	490€
SEP 300W (c-Si)	149€/unidad	-
ATLAS2.0	-	1.290€/unidad

Tabla 5. Precios de los equipos a partir de [12], [15] y [16]. (Fuente: Elaboración propia)

La tecnología fotovoltaica supondrá un ahorro en la instalación doméstica tal y como se ha visto en las gráficas anteriores; por lo que, a partir de ahora la estrategia a seguir para dimensionar por completo la instalación renovable, será la de cubrir el resto de la demanda con tecnología FV. En este proyecto se quiere combinar ambas tecnologías; con el propósito de que, cuando una de las dos instalaciones no tenga las mejores condiciones climatológicas para producir energía, la otra instalación cubra la necesidad de consumo de ese momento.

Para comenzar a diseñar la instalación fotovoltaica, hay que recalcular la demanda que se va a querer satisfacer. Esta demanda será simplemente la resta de la demanda inicial del caso base y la energía que ha producido el aerogenerador. El valor recalculado es de **8566,89 kWh**.

Ahora, se va a simular un único módulo SEP 300W, para conocer qué producción energética es capaz de tener según las especificaciones técnicas de la Tabla 4:

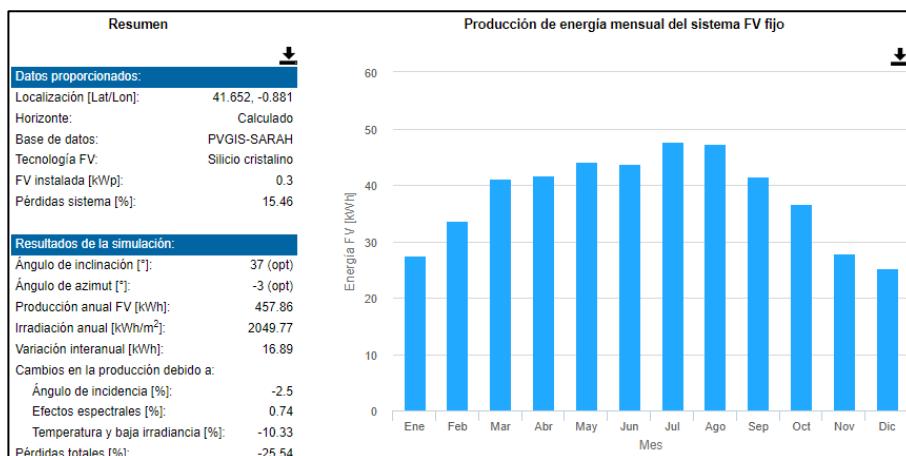


Figura 13. Resultados de la simulación del módulo SEP 300W. (Fuente: PVgis [18])

En la anterior imagen puede observarse el valor de producción anual estimado es de **457,86 kWh**. Teniendo en cuenta que se necesita satisfacer una demanda total de **8.566,89 kWh**, si dividimos por la cantidad de energía que produce un solo módulo, se puede calcular fácilmente que se necesitan 18,71 módulos para cubrir esta demanda. Este valor se aproximará por exceso; ya que, se prefiere hacer un sobredimensionado frente a que haya una falta de energía. Por lo tanto, el número de paneles para hacer la instalación fotovoltaica es de 19.

Ahora que se sabe el número de paneles, se reintroducen las condiciones en el formulario de PVgis [18], la potencia pico instalada pasa a ser de 5,7 kW (19 paneles * 0,3 kWp).

El resultado de la simulación genera un valor de la energía producida de **8.699,37 kWh**. Esto significa que ha cubierto adecuadamente la demanda prevista anual de energía, pero, habrá días donde esta demanda sea superior a lo que podamos generar, sobre todo los meses de invierno, donde la producción energética solar disminuye considerablemente, tal y como se aprecia en la siguiente imagen:

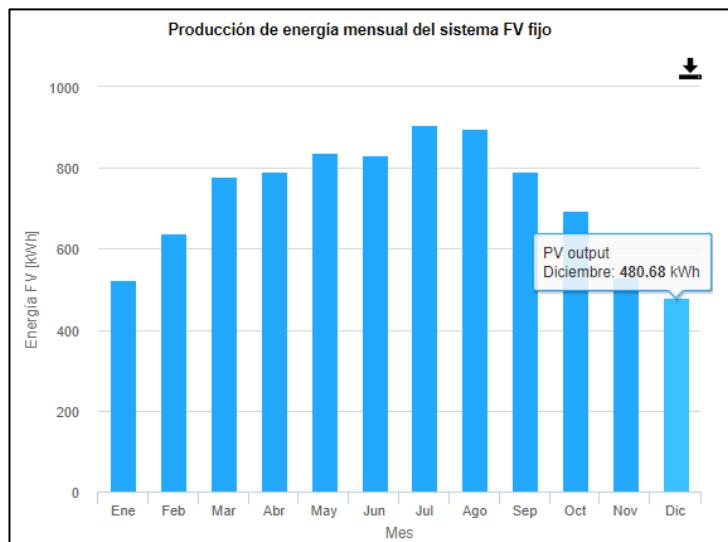


Figura 14. Producción energética por mes según el modelo SEP 300W. (Fuente: PVgis [18])

El peor mes es diciembre, la producción energética fotovoltaica es de **480,68 kWh**, no llega a cubrir la necesidad de **627,51 kWh** calculada según el programa Load Generator. Esta falta se puede compensar con la producción energética del aerogenerador, pero para el mes de diciembre la producción obtenida es de **84,43 kWh** (proceso de cálculo de esta producción mensual se especifica en el anexo II), por lo que siguen faltando energía, un total de **62,4 kWh**.

Debido a que, se quiere dimensionar la instalación para que el usuario nunca tenga la falta de energía, hay que rediseñar la instalación. Se sobredimensionará para cubrir el peor mes; en cambio habrá algunos meses en los que se tenga que verter casi toda la generación, desaprovechándola.

De la Figura 13, se puede analizar el valor que es capaz de producir un panel SEP 300W el mes de Diciembre; este valor es de **26,19 kWh**; por lo que, serán necesario instalar 3 paneles más para cubrir los **62,4 kWh**.

Ahora los paneles totales son 22 (19 + 3). Para todos estos paneles, la potencia pico es de 6,6 kWp. Recalculando con PVgis, el valor de la energía producida anual es de **10.498,99 kWh**.

En los casos de estudio, se cambiará la modalidad a vertido en red con compensación lo que podría beneficiar al usuario; ya que ganaría dinero por inyectar y podría compensar los meses en los que debe de pagar por tener energía. También se cambiará y se analizará la modalidad de autoconsumo con almacenamiento; para que cuando haya estas faltas energéticas, el usuario pueda disponer de la energía.

4.4 DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN GENERAL RENOVABLE

En este apartado se va a dimensionar la instalación al completo, para ello, se incluirán los resultados de las simulaciones de ambas tecnologías. Además, también se va a tener en cuenta el espacio que ocuparán estas tecnologías. Para hacer un mejor estudio en la instalación fotovoltaica, se ha utilizado el software sunnydesign de la compañía SMA [19]. Es un software en línea de uso gratuito.

El primer paso es definir dónde se quiere instalar la fotovoltaica, en este caso, se ha decidido aprovechar el tejado. Se calcula el área que ocuparán los 22 paneles; ya que, se saben sus dimensiones:

- Área de un panel = $(1,956\text{m} * 0,992\text{m}) = 1,94 \text{ m}^2$
- Área de todos los paneles = 22 paneles * $1,94 \text{ m}^2 = 42, 68 \text{ m}^2$
- Área del tejado disponible: 50 m²

Aunque el área de los paneles sea inferior a la del tejado, no asegura que los paneles encajen ya que hay que validar también la distribución de los paneles. En la siguiente imagen extraída de sunnydesgin [19], aparece el tejado a dos aguas en vista de planta y se valida esta distribución:

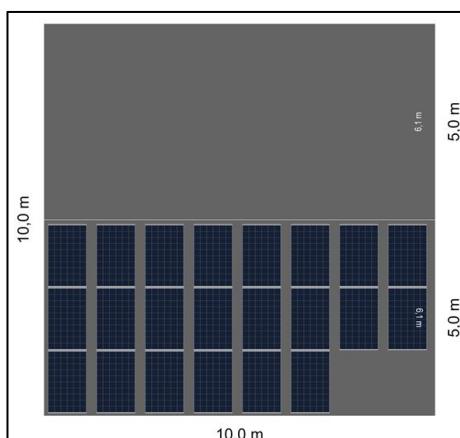


Figura 15. Distribución espacial de los paneles FV. (Fuente: Sunnydesign [19])

El diseño del tejado anterior se ha conseguido tras variar la distancia entre filas y columnas de los paneles. Para este caso inicial, la distancia es 1 cm para las filas; mientras que las columnas tienen 40 cm de separación. En cuanto a la inclinación, es de 35º. Una vez que se ha verificado el área de la tecnología renovable, se procede a calcular el área del emplazamiento del aerogenerador.

Según las dimensiones del modelo ATLAS2.0 que aparecen en el anexo II, el área necesaria para este emplazamiento es de 1 m², ya que tiene las mismas dimensiones de longitud y anchura, 1 m. Esta instalación tiene menos restricciones de espacio, ya que podría colocarse en cualquier ubicación alrededor de la vivienda.

Una vez que se ha verificado que la instalación es válida dimensionalmente, se prosigue con el despiece de los componentes. A continuación, se añade una imagen explicativa en la que se pueden ver los componentes necesarios para validar que la instalación funcione:

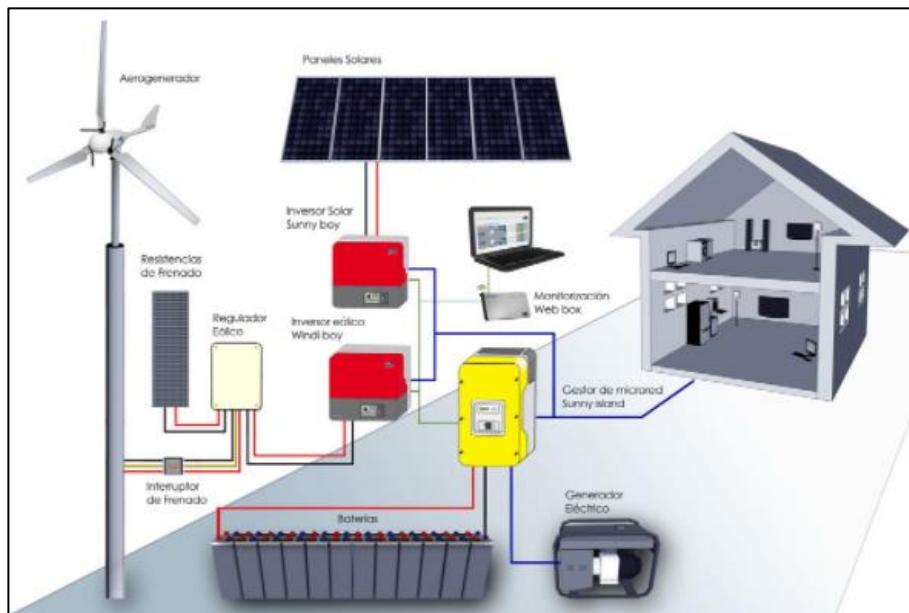


Figura 16. Esquema de los componentes necesarios para una vivienda. (Fuente: Google imágenes [20])

En el caso inicial, como la modalidad del autoconsumo es la de vertido sin compensación, las baterías no se incluyen en el montaje de la instalación.

Con el fin, de aclarar cuales son los componentes que aparecen en la imagen anterior se expone a continuación una tabla, en la cual, también aparece el valor económico de cada uno de los componentes, consiguiendo así un presupuesto inicial para la instalación (los precios que aparecerán de la eólica, incluyen el montaje de la instalación):

Tecnología	Componentes	Precio (€)
FV	22 paneles SEP 300W	3.270
	Inversor	1.660
	Montaje (cableado, diodos y gestor de la energía)	3.650
EÓLICA	Aerogenerador ATLAS2.0	1.290
	Inversor + Control de carga	490
	Montaje (incluido en la compra)	0

Tabla 6. Desglose de componentes y precio de la instalación renovable según la información de [12], [15], [16] y [19]. (Fuente: Elaboración propia)

La inversión inicial para toda la instalación asciende a un total de **10.360€**. La herramienta sunnydesign [19] cuenta con una gran cantidad de información; por lo que es capaz de generar gráficos de gran interés como el siguiente, que refleja el ahorro anual acumulado por tener la instalación durante los próximos 20 años.

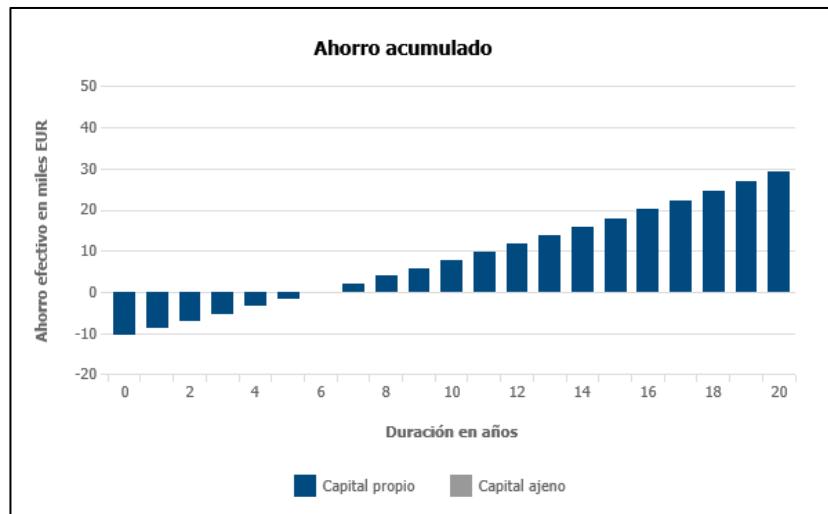


Figura 17. Evolución del ahorro durante los próximos 20 años. (Fuente: Sunnydesign [19])

Cabe destacar que todos los años se obtiene un ahorro con la instalación a excepción del primero, debido al desembolso inicial, otro dato interesante que se puede extraer es el tiempo de amortización, que sería prácticamente 6 años. Además, este tipo de instalaciones resultan realmente rentables a largo plazo; tal y como puede verse en la gráfica anterior. Según la simulación al cabo de los 20 años se conseguiría haber ahorrado casi 30.000€ y haber reducido 61 toneladas de emisión de CO₂, estos detalles se recogen en el anexo IV del proyecto.

Después de ver el caso inicial terminado, se concluye con la reflexión de que el sobredimensionado de la instalación para compensar el mes con menos producción, va a provocar una mayor inversión inicial en el equipo para que el usuario se pueda autoabastecerse. Además, en los meses de baja demanda (verano), se verterá una gran cantidad de energía a la red por el sobredimensionado sin obtener un beneficio de ello. Es por esta razón que, en los futuros casos de estudio de este proyecto, se estudiarán otras alternativas como la de acogerse a una compensación económica, o bien almacenamiento energético en baterías.

5 CASOS DE ESTUDIO

Una vez que se ha dimensionado la instalación renovable, se van a realizar algunos cambios para ver cómo influyen en los aspectos técnicos de la instalación o en los resultados económicos, al final de cada caso de estudio, se hará una breve reflexión explicando qué cambios ha habido y qué opción ha resultado ser más factible.

Los casos de estudio propuestos son:

- Modificación de localización.
- Variación de la demanda del usuario.
- Cambio de la modalidad de autoconsumo.

5.1 MODIFICACIÓN DE LA LOCALIZACIÓN

Se ha decidido modificar la localización para ver cómo cambiarían los parámetros técnicos y económicos en función de las condiciones climáticas de los nuevos emplazamientos. Debido a que se tiene una combinación de tecnología eólica y renovable, se van a estudiar dos localizaciones que tengan grandes diferencias con Zaragoza en cuanto a su zona climática (radiación solar y su perfil de velocidad del viento). Sería de gran interés, estudiar una ubicación del norte que no tenga tanta radiación; pero tenga mar y, por lo tanto, la brisa marina afecte, aumentando la productividad de la eólica. Igualmente, resultaría interesante estudiar otra ubicación que sí tenga una mayor radiación, pero al igual que en el caso anterior, también esté cerca del mar para que la eólica tenga un mayor aprovechamiento. En la siguiente tabla se añaden las localizaciones seleccionadas:

Casos de estudio	Localización	Incidencia del viento	Zona climática
Caso base	Zaragoza	B	III
Caso 1	Santander	C	I
Caso 2	Huelva	B	V

Tabla 6. Resumen de las características de las localizaciones según [21] y [22]. (Fuente: Elaboración propia)

Para saber si pertenece a una zona climática o a otra se ha seguido el criterio de la siguiente tabla, en donde, aparecen diferentes zonas en función del dato de radiación solar medido en kWh/m² [21].

Zona climática	MJ/m ²	kWh/m ²
I	$H < 13,7$	$H < 3,8$
II	$13,7 \leq H < 15,1$	$3,8 \leq H < 4,2$
III	$15,1 \leq H < 16,6$	$4,2 \leq H < 4,6$
IV	$16,6 \leq H < 18,0$	$4,6 \leq H < 5,0$
V	$H \geq 18,0$	$H \geq 5,0$

Figura 18. Clasificación de las zonas climáticas de España. (Fuente: Eficiencia energética [21])

Para saber qué zona climática hay en cada una de las localizaciones propuestas se añade el siguiente mapa climático:

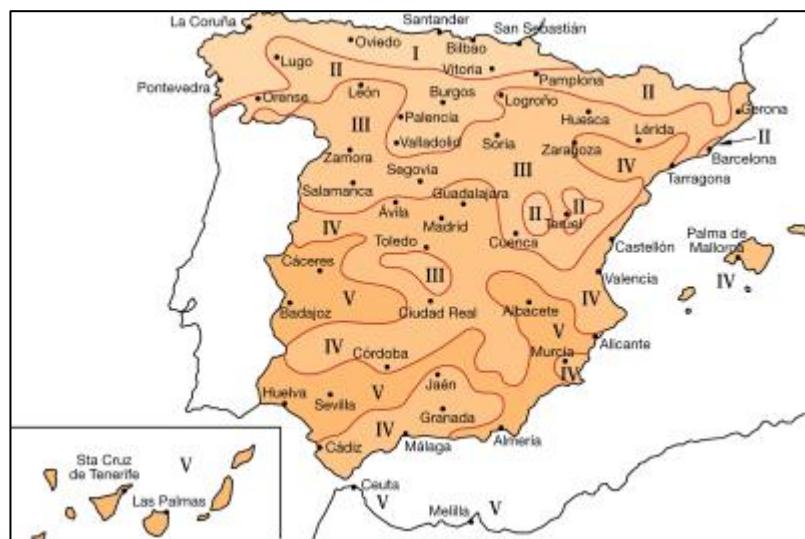


Figura 19. División de España según las zonas climáticas. (Fuente: Eficiencia energética [21])

Para la clasificación de la incidencia del viento, se ha seguido el criterio que se añade también en el siguiente mapa. Este mapa se ha extraído del documento básico de seguridad estructural, acciones en la edificación [22].

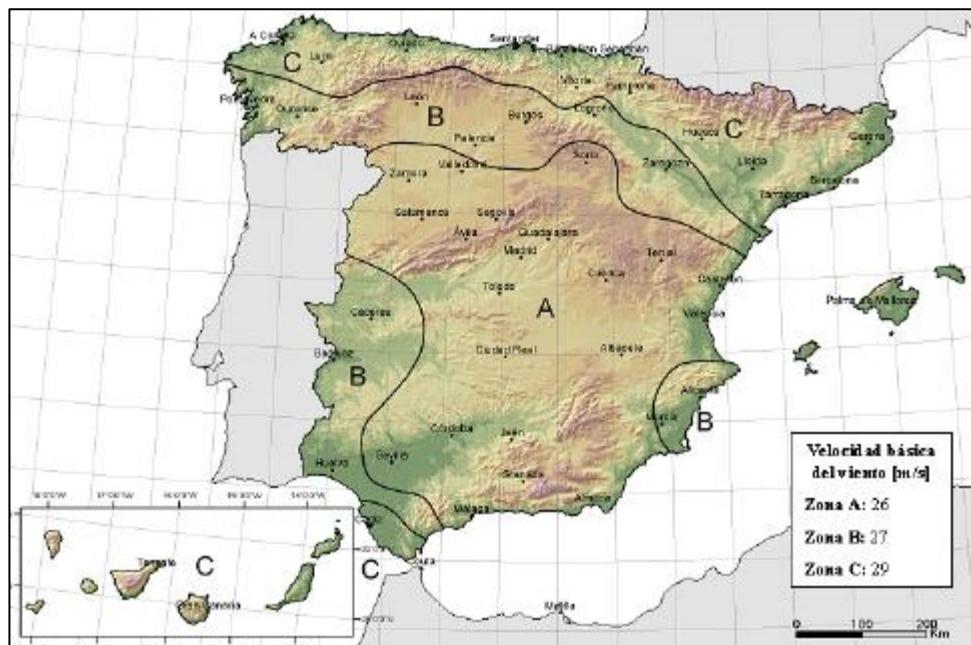


Figura 20. División de España según la velocidad básica del viento. (Fuente: DBSE-AE [22])

Una vez claras las condiciones de las nuevas localizaciones, se realiza del mismo modo el procedimiento de dimensionado de una instalación combinando ambas tecnologías para cada una de las ubicaciones.

En la tabla 7, de la siguiente página, se recogen los datos de diseño más relevantes para el estudio de ambas localizaciones y se compara con los de la ubicación original, a la hora de dimensionar la eólica.

Parámetros de diseño	Huelva	Santander	Zaragoza
Velocidad media (m/s)	6,81	6,95	7,35
Desviación Típica	2,35	3,38	2,81
Factor de forma (k)	3,176	2,188	2,841
Factor de escala (c)	7,605	7,851	8,249

Tabla 7. Parámetros de diseño eólico en función de la ubicación, calculados por el método definido en el Anexo II. (Fuente: Elaboración propia)

A continuación, en otra tabla, se muestran los resultados de la producción energética anual para el caso eólico en las ubicaciones para el mismo modelo de aerogenerador.

Resultados eólica	Huelva	Santander	Zaragoza
Producción energética (kWh/año)	543,68	745,92	727,39
Producción energética peor mes (kWh/año)	73,30	140,38	84,43

Tabla 8. Producción energética eólica en función de la ubicación, calculados por el método definido en el Anexo II. (Fuente: Elaboración propia)

Siguiendo el procedimiento para calcular la instalación fotovoltaica, primero se calculará la demanda que se necesita cubrir para cada caso, se analizará cuánto es capaz de producir el módulo en función de la ubicación y se verá el peor mes. Se dimensionará finalmente para cubrir la falta que pudiese surgir, calculando los paneles necesarios y su potencia pico. A continuación, se añade una tabla con los valores más importantes para ambos casos y se compara con el inicial.

Características de la instalación FV	Huelva	Santander	Zaragoza
Demand a cubrir anual (kWh)	8.750,61	8.548,37	8.566,89
Demand a cubrir, peor mes (kWh)	554,21	487,13	543,08
Producción anual de 1 panel (kWh)	492,23	334,68	487,56
Producción peor mes de 1 panel (kWh)	31,11	16,89	26,19
Número de paneles a instalar	18	29	22
Potencia pico instalada (kWp)	5,4	8,7	6,6
Área necesaria para instalación (m ²)	34,93	56,27	42,68

Tabla 9. Características de la instalación FV dependiendo de la ubicación, calculadas siguiendo el procedimiento de dimensionado explicado anteriormente. (Fuente: Elaboración propia)

Se puede ver rápidamente que la instalación completa en Santander es menos rentable, ya que se necesitarían una mayor cantidad de paneles y de superficie, por lo tanto, una mayor inversión; en cambio, en Huelva, los datos son mejores que en Zaragoza y la instalación merecerá la pena. Por otra parte, si se analiza la eólica, se puede descartar casi instalarla en Huelva; ya que la producción es muy baja; en cambio, los mejores datos de la tecnología eólica se consiguen en la ubicación de Santander.

Se prosigue con el dimensionado final de la instalación global utilizando el programa de diseño Sunnydesign [19], los datos de más interés se recogen en la tabla 10 de la siguiente página.

Resultados	Huelva	Santander	Zaragoza
Coste total instalación FV (€)	8.800	13.090	10.360
Tiempo de amortización	5,3 años	8 años	6 años
Ahorro acumulado en 20 años (€)	29.258	23.593	29.108

Tabla 10. Resultados económicos obtenidos de Sunnydesign dependiendo de la localización. (Fuente: Elaboración propia)

En el caso de Santander al necesitar un mayor número de módulos, también la potencia instalada es la mayor de los tres casos. Esto provoca que se tenga que modificar también el inversor de la instalación y optar por el modelo TRIPOWER de 8kW de la marca SMA, SUNNY; un modelo más caro. Al final, estos incrementos en el precio, provocan que el tiempo de amortización sea de 8 años; por lo que el ahorro acumulado a los 20 años de esta instalación es menor que en el caso inicial.

En el caso de que la localización sea Huelva, los costes se reducen en comparación el resto de casos, debido a que, no es necesario tantos paneles. Si se compara con el caso inicial, esta diferencia de coste, está en las 4 unidades de módulos que no se instalan y en la diferencia de precio del inversor. Se ha escogido uno de la misma gama que en los casos anteriores. Es el modelo TRIPOWER de 5kW de la marca SMA, SUNNY. Tiene menores prestaciones; ya que, para este caso, la potencia instalada es inferior al resto de casos.

Para concluir este caso de estudio, se añade una gráfica en la que se compara para las tres localizaciones la relación coste de la instalación con los kWh producidos.

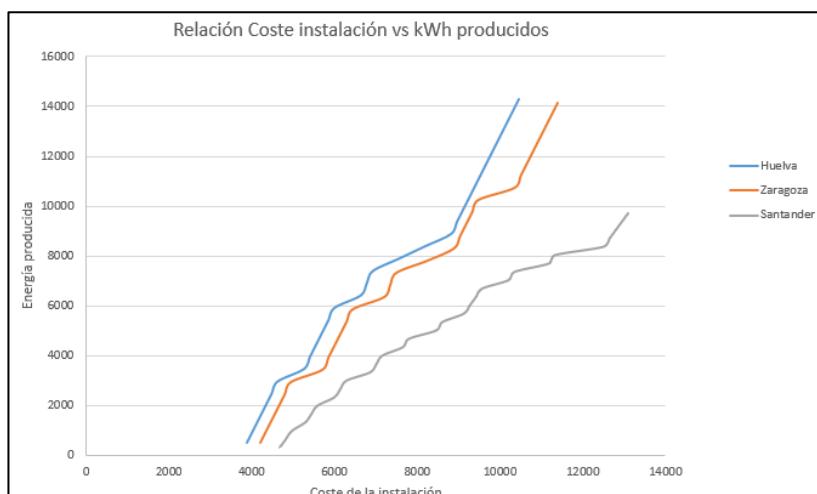


Figura 21. Gráfica comparativa de la relación del coste de la instalación frente a la energía producida con los datos obtenidos del software sunnydesign [19]. (Fuente: Elaboración propia)

En esta gráfica se puede ver de forma muy inmediata que el caso más desfavorable es el de la ubicación de Santander por el alto coste que tiene producir la energía. Las otras dos ubicaciones, son parecidas, pero Huelva siempre tiene un coste inferior a Zaragoza; por lo que la mejor ubicación en cuanto a la relación coste-productividad es Huelva.

5.2 VARIACIÓN DE LA DEMANDA

En el cálculo de la demanda de este caso de estudio se obtiene con el programa Load Generator tal y como se ha hecho anteriormente y se explica en el Anexo I. Para estudiar el efecto de la variación de la demanda, se han escogido dos situaciones muy diferentes entre sí para ver el efecto que supone en la instalación.

Los dos perfiles de carga que provocarán cambios en la demanda de la instalación son:

- **Caso A:** Familia con 3 hijos, el padre y la madre trabajan fuera de casa ambos.
- **Caso B:** Pareja entre 30-64 años sin trabajo.

Para el estudio de este caso, se seguirán manteniendo las siguientes condiciones del caso inicial de dimensionado:

- **Localización:** Zaragoza.
- **Modalidad de autoconsumo:** Excedente sin compensación económica.

A continuación, se recogen en una tabla los consumos para cada una de estas dos situaciones y también el caso inicial, para que sirva de comparación. Las demandas se han calculado con el software Load Generator siguiendo el procedimiento explicado en el Anexo I.

	Caso A	Caso B	Caso Inicial
Demand (kWh)	11.849,1931	7.011,7131	9.294,2864

Tabla 11. Demanda calculada con el programa Load Generator según se explica en el anexo I. (Fuente: Elaboración propia)

Una vez que se conoce el valor de la demanda, se procede a calcular el dimensionado de cada caso. Ambos casos tienen cosas en común; por ejemplo, el dimensionado del aerogenerador; ya que, la distribución del viento depende de la localización.

Debido a que, los datos de producción energética eólica de Zaragoza (datos del caso inicial) son conocidos, se puede empezar a dimensionar la fotovoltaica. La demanda escogida para dimensionar la fotovoltaica es la diferencia entre la demanda de la tabla 11 y la producción energética en Zaragoza, que aparece en la tabla 7. A partir de este valor, se seguirá el mismo procedimiento de cálculo que el resto de ocasiones, con el mismo modelo de módulo fotovoltaico.

Características de la instalación FV	Caso A	Caso B	Caso Inicial
Demand a cubrir anual (kWh/año)	11.849,1931	7.011,7131	9.294,2864
Demand a cubrir peor mes (kWh)	769,70	421,98	543,18
Producción anual de 1 panel (kWh)		487,56	
Producción peor mes de 1 panel (kWh)		26,19	
Número de paneles a instalar	30	17	22
Potencia pico instalada (kWp)	9	5,1	6,6
Área necesaria para instalación (m ²)	58,21	32,99	42,68

Tabla 12. Características de la instalación FV dependiendo de la demanda, calculadas siguiendo el procedimiento de dimensionado explicado anteriormente. (Fuente: Elaboración propia)

En la tabla anterior, se puede ver rápidamente, que el caso que tiene la demanda mayor necesita una instalación que tenga más paneles solares como es lógico; ya que su necesidad es mayor. En el caso de que la demanda sea menor, se conseguirá una instalación con un menor número de módulos fotovoltaicos, siendo mucho más económica. El siguiente paso, será dimensionar la instalación global para ambas demandas, utilizando el programa sunnydesign [19].

Los resultados más llamativos de ambos casos se recogen en la siguiente tabla:

Resultados	Caso A	Caso B	Caso Inicial
Coste total instalación FV (€)	13.480	8.410	10.360
Tiempo de amortización	6,1 años	7,1 años	6 años
Ahorro acumulado en 20 años (€)	35.615	17.679	29.108
TIR (%)	16,30	13,60	16,90

Tabla 13. Resultados económicos obtenidos de Sunnydesign dependiendo de la demanda a cubrir.
 (Fuente: Elaboración propia)

Para cada uno de los casos propuestos de demanda, se ha calculado la forma más óptima de dimensionar una instalación renovable que pueda cubrir la demanda prevista.

De la tabla anterior, se puede observar cómo el aumento de la demanda en la instalación ha provocado un aumento en el coste de la instalación. Este coste ha venido prácticamente del incremento del número de paneles solares para poder compensar la alta demanda. El coste es casi prácticamente el doble que el del caso B. Además, el tiempo de amortización y el TIR es ligeramente peor que en el caso inicial; aun así, es una opción muy favorable porque supondría el mayor el ahorro de los tres casos para la situación familiar en un periodo de 20 años.

El del caso B es el más desfavorable de los tres, porque tiene una demanda más baja y la cantidad de potencia instalada no es muy elevada. Este hecho provoca que los costes de la instalación sean los más pequeños del caso de estudio. La productividad con tan pocos paneles es tan pequeña que el tiempo de amortización de la instalación se dispara hasta los 7,1 años. De los tres casos, la situación familiar del caso B es el menos recomendable económicamente porque el ahorro que genera en 20 años inferior a la mitad de lo generado en el caso A. Es decir, la instalación del caso A, que tiene una demanda 1,7 ($11.849,1931 / 7.011,7131$) veces mayor que en el caso B es capaz de generar unos ahorros o ingresos a 20 años que son más del doble, con una relación entre los casos de 2,1.

5.3 CAMBIO DE LA MODALIDAD DE AUTOCONSUMO

En este caso de estudio se van a mantener la localización (Zaragoza) y la demanda de la instalación (**9294,2864 kWh**) del caso inicial. Se van a probar diferentes opciones de autoconsumo:

- Modalidad de autoconsumo con excedente y compensación económica.
- Modalidad de autoconsumo con excedente y almacenamiento en baterías.

5.3.1 AUTOCONSUMO CON EXCEDENTE Y COMPENSACIÓN ECONÓMICA

Repasando la documentación del RD 244/2019 [9] para ver las condiciones por las que se puede solicitar una compensación económica al inyectar energía, se observa que:

- Es necesario que la potencia de la instalación nunca sea superior a 100kW
- Es necesario legalizar la instalación dentro de la modalidad autoconsumo con excedentes acogida a compensación.

Dado que la primera de ella la cumple con creces, se ha investigado la documentación para que fuese legal la instalación y el coste que llevaría realizar todos los trámites burocráticos según la empresa certifica energía Sevilla [23], pensando en el peor de los casos (ayuntamiento exigente). Se incluye una tabla con el desglose del importe:

Documentación necesaria	Precio (incluye IVA)
Memoria Tipo Industria válida para el ayuntamiento	545 €
Cálculo de cargas estructura	242 €
Certificado Solidez estructural	121 €
Cálculos Viento y Nieve Estructura	121 €
Planimetría de detalle	121 €
TOTAL	1.150 €

Tabla 14. Desglose de precios para legalizar la instalación de autoconsumo según Certifica Energía Sevilla [23]. (Fuente: Elaboración propia)

El usuario, al tener una potencia pico inferior de 10 kW, se acogería a la tarifa energética del PVPC de 2.0TD, que se discrimina en tres períodos y se añaden a continuación los precios de los peajes de transporte y distribución de potencia contratada y energía activa:

Grupo tarifario	Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,027378	0,020624	0,000714			

Figura 22. Peajes de acceso para la energía activa de la tarifa 2.0 TD según resolución del 18 marzo de 2021. (Fuente: BOE [24])

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	23,469833	0,961130				

Figura 23. Peajes de acceso para la potencia contratada de la tarifa 2.0 TD según resolución del 18 marzo de 2021. (Fuente: BOE [24])

Los peajes se aplicaron a partir del 1 de junio; por lo que, se obtendrá un valor para la compensación de los 7 meses de 2021 con los nuevos peajes siguiendo el siguiente procedimiento:

- **Primero:** Se calcula el valor diario de la demanda inicial desde el 1 de junio hasta el 31 de diciembre con los datos de la simulación del programa Load Generator que aparecen en el anexo I.
- **Segundo:** Se calcula el valor diario de la producción eólica y renovable desde el día 1 de junio hasta el 31 de diciembre con los datos que se tienen del primer dimensionado del cálculo inicial.
- **Tercero:** Se extrae de la web de ESIOS [25] los valores diarios del precio de la compensación desde el día 1 de junio hasta el 31 de diciembre de 2021
- **Cuarto:** Se compara el valor diario de la producción energética y el de la demanda; si queda energía sobrante se inyecta al precio que marque ese determinado día.
- **Quinto:** Se hace una suma de todos los importes que ha recibido el usuario por inyectar a la red.

Para saber la compensación anual, se extrapolará el resultado. Utilizando este resultado para los próximos años se podrá hacer el análisis económico. En la siguiente tabla se añaden de nuevo los datos del coste de la instalación inicial, los costes de la tabla 14 y el importe estimado que se ganaría en 1 año sólo de inyectar a la red:

Características de la instalación	Con compensación	Sin compensación
Importe ganado (7 meses)	172,54 €	0 €
Importe ganado (1 año)	295,78 €	0 €
Coste de la autorización legal	1.150 €	0 €
Coste de la instalación global	10.360 €	10.360 €
Tiempo de amortización	5,7 años	6 años

Tabla 15. Resultados de la instalación de autoconsumo con excedente y con compensación obtenidos al seguir el procedimiento detallado anteriormente. (Fuente: Elaboración propia)

Tal y como puede observarse en la anterior tabla, el coste general de la instalación ha aumentado para este caso. La razón principal es el importe correspondiente al trámite burocrático. A pesar de este incremento, el beneficio de tener una compensación por inyectar energía recupera en un menor tiempo la inversión inicial para el usuario. Por lo tanto, es más recomendable apostar por la modalidad de autoconsumo con excedente y compensación.

Al observar el perfil de la energía excedentaria para las PVPC en ESIOS [25], se ha decidido comparar este perfil con el que había el año pasado, bajo la antigua ley. Se ha visto la gran diferencia que hay; por lo que, se pretende analizar lo que ha supuesto el cambio de la ley para el autoconsumo. A continuación, se adjunta una imagen en la que se puede ver la evolución del precio desde junio a diciembre en diferentes los años 2020 (verde) y 2021 (azul).

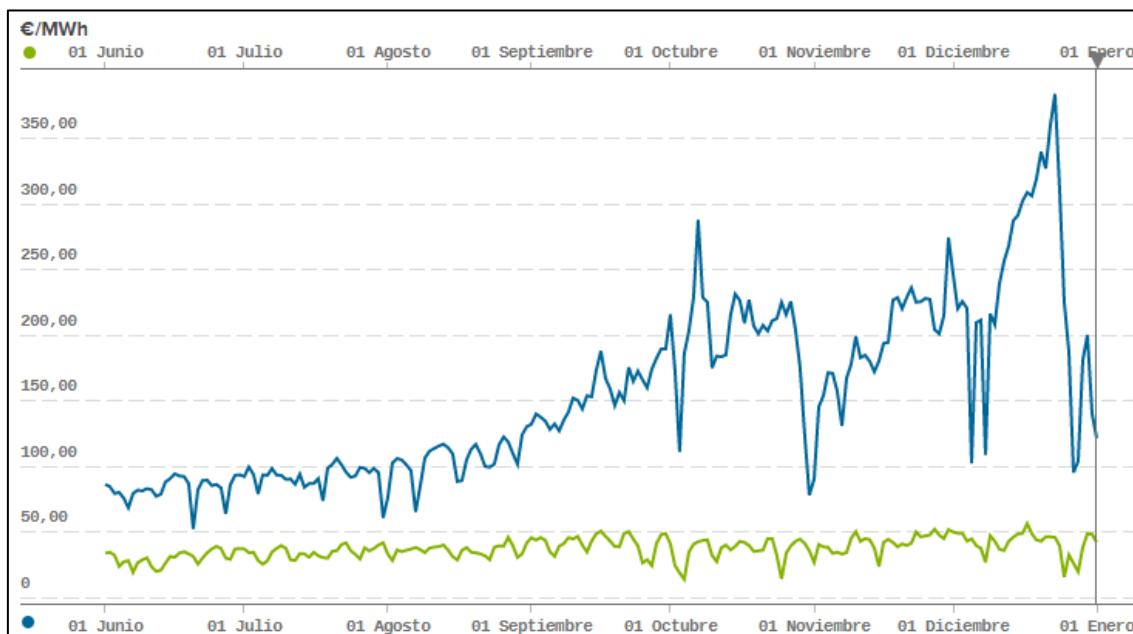


Figura 24. Comparación entre el precio por la energía excedentaria antes de la implantación de la nueva ley y después. (Fuente: ESIOS [25])

Aplicando el procedimiento anterior para calcular el beneficio de injectar a la red durante los 7 meses, se han obtenido los unos valores de gran interés, que se recogen en la siguiente tabla donde se comparan con los obtenidos en 2021.

Características de la instalación	2021	2020
Importe ganado (7 meses)	172,54 €	44,70 €
Importe ganado (1 año)	295,78 €	76,63 €
Coste de la autorización legal	1.150 €	1.150 €
Coste de la instalación global	10.360 €	10.360 €
Tiempo de amortización	5,7 años	7,4 años

Tabla 16. Comparación de los resultados de la instalación de autoconsumo en 2020 y en 2021. (Fuente: Elaboración propia)

El resultado del tiempo de amortización para las dos opciones es bastante esclarecedor; ya que, la nueva normativa y el aumento de los precios en ha provocado que el tiempo de amortización sea cada vez más rápido y en cambio, las antiguas políticas frenaban los intentos de apostar por esta tecnología. Ahora, con la nueva normativa, se abre una nueva posibilidad para que nuevos usuarios se unan al movimiento del autoconsumo.

5.3.2 AUTOCONSUMO CON ALMACENAMIENTO

Para estudiar este caso se ha pensado en realizar el almacenamiento en algún tipo de batería, de forma que permita almacenar energía cuando en la instalación produce en exceso y aprovecharse de esta reserva los días que tengan falta.

Para estudiar esta alternativa de autoconsumo, se establecen las mismas condiciones en lo que respecta a localización y demanda que había para el caso inicial.

En el caso inicial se dimensionaba para poder cubrir el mes con la producción energética más baja, en este caso de estudio, se escogerán los 19 paneles iniciales que salían al comienzo porque el mes con peor producción se compensará con las baterías y no con un sobredimensionado.

Las características de la instalación para 19 paneles son las siguientes:

Características de la instalación	Precio (€)
Coste instalación eólica	1.780€
Coste montaje de la instalación FV	3.100€
Coste inversor FV (TRIPOWER 5KW SUNNY)	1.489 €
Coste 19 paneles SEP 300W	2.824 €
TOTAL	9.193 €

Tabla 17. Desglose de precios para el caso inicial de 19 paneles según la información de [12], [15], [16] y [19]. (Fuente: Elaboración propia)

Al precio final de la anterior tabla, hay que añadir ahora el coste de las baterías que llevará la instalación montada. Se ha decidido montar la batería “Sunny Boy Storage 2.5” que tiene un coste de 1.300€ por unidad según la web comercial de Autosolar [26]. Las características técnicas se recogen en el Anexo IV.

Por lo tanto, el coste final de la instalación para el caso del almacenamiento dependerá del número de baterías que se instalen; para saber el número más recomendable, habrá que revisar la demanda del peor mes.

Según los datos de demanda del peor mes, hay demandas diarias que superan los 40 kWh. Además, según los datos de producción energética de las instalaciones eólica y FV esos días se quedan en una producción superior a los 20 kWh; por lo que, no se llega a cubrir esta demanda. Esta diferencia observada cada día, se recoge en una plantilla Excel que está adjuntada en el Anexo IV.

Para cubrir la demanda diaria de los peores días, harán falta 20 kWh aproximadamente; por lo que, finalmente, se han escogido 3 unidades de la batería antes mencionada; ya que cada batería por separado tenía una capacidad de 7kWh, en total la instalación contará con una capacidad de 21 kWh.

Los cambios en cuanto a almacenamiento generan un incremento en el coste de la instalación tal y como se observa en la tabla 17 de la siguiente página.

Características de la instalación con Almacenamiento	Precio (€)
Coste total instalación con 19 paneles incluye inversor, sistema anti vertido y Smart-meter	9.193
Coste de las baterías de almacenamiento	3.900
TOTAL	13.093

Tabla 18. Coste total de la instalación con la modalidad de almacenamiento según los datos de la Tabla 17 y el catálogo de AutoSolar [26]. (Fuente: Elaboración propia).

El coste inicial de la instalación ha aumentado considerablemente, tiene la inversión inicial mayor de los tres casos a estudiar al modificar la modalidad, para verlo de forma más clara, se incluyen los tres casos de modalidad estudiados durante este proyecto para ver diferencias entre ellos y analizar cuáles son mejores y peores según las condiciones de la instalación.

Características de la instalación global	Sin compensación	Con compensación	Almacenamiento energético
Inversión inicial (€)	10.360	11.510	13.093
Paneles necesarios FV	22		19
Potencia pico instalada (kWp)	6,6		5,7
Área necesaria para instalación (m²)	42,68		36,87
Tiempo de amortización	6 años	5,7 años	6,7 años
Ahorro acumulado en 20 años (€)	29.108	32.050	31.020

Tabla 19. Comparación técnica y económica entre las diferentes modalidades de autoconsumo según los datos obtenidos con Sunnydesign [19] y Pvgis [18]. (Fuente: Elaboración propia).

La instalación con almacenamiento requiere una inversión inicial mayor, lo que puede frenar a los usuarios a la hora de instalarla, este incremento se debe a la instalación de equipos como baterías, en donde, se almacena la energía para poder autoabastecerse en momentos que requieran una gran demanda de energía y la instalación no sea capaz de producirla. Por lo tanto, la ventaja que tiene esta instalación es que no requiere un sobredimensionado para cubrir el peor mes.

Además, otro resultado importante es el tiempo de amortización, según los datos de la tabla, la modalidad de autoconsumo con compensación se recuperaría unos meses antes que la modalidad en la que no hay compensación y el ahorro acumulado sería mayor porque la tarifa energética que el usuario pagaría a la comercializadora se rebajaría cada mes. En cambio, la modalidad de autoconsumo de almacenamiento es la menos recomendable, porque supondría un mayor tiempo de amortización que cualquiera de los otros tres casos. Aunque esta modalidad tenga un mayor ahorro acumulado en 20 años que el caso sin compensación; habrá que tener en cuenta que, los equipos pueden fallar y viendo la garantía (25-30 años) es probable que toque hacer una renovación de equipos; por lo que, será más caro sustituir los equipos de la instalación con almacenamiento; ya que incluía baterías a parte de los inversores.

6 CONCLUSIONES

El objetivo de este Trabajo de Fin de Grado era estudiar instalaciones fotovoltaicas y eólicas conectadas a la red con el objetivo de poder autoabastecer una vivienda unifamiliar. El fundamento del estudio está en la normativa vigente de autoconsumo española; ya que, ha permitido hacer el dimensionado de estas instalaciones analizando rigurosamente el aspecto técnico y económico para cada uno de los casos planteados a lo largo de este proyecto.

En primer lugar; se realizó el dimensionado del caso inicial, que tenía la ubicación de Zaragoza, una demanda energética intermedia y una modalidad de autoconsumo con excedente y sin compensación. Este dimensionado incluyó primero la instalación eólica y después la instalación fotovoltaica. La relación entre el coste de ambas instalaciones y su producción energética sirvió para comprender qué, la instalación fotovoltaica tenía un mejor rendimiento que la instalación eólica.

En segundo lugar, se terminó de dimensionar el caso inicial con energía fotovoltaica y se observó que, aunque la demanda anual, estaba cubierta con 19 paneles, había problemas para poder cubrir la demanda del peor mes; por lo que, hubo que sobredimensionar la instalación hasta los 22 paneles, para compensar esta falta.

Después se terminó la instalación general del caso inicial con el estudio espacial y los equipos necesarios para que fuese viable el montaje. Se obtuvieron resultados del coste que llevaría el montaje de la instalación y más tarde, en el estudio económico se observó el tiempo de amortización y la capacidad de ahorro que supondría para el usuario tener la instalación.

El estudio del cambio de la ubicación, ha evidenciado la importancia del clima en la ubicación de este tipo de instalaciones; ya que, cuando el clima tiene peores condiciones (Santander), la producción energética de la instalación decrece y es necesaria una mayor inversión inicial. Esto acaba afectando en gran medida al tiempo de amortización, que se dispara, y la capacidad de ahorro; ya que, en una instalación con esas condiciones climatológicas el rendimiento es muy inferior. En cambio, para un lugar como Huelva, que su situación climática es ideal para el caso de estudio porque los datos de producción energética son muy elevados. Este hecho permite que sean necesarias menos unidades de módulo, lo que disminuye la inversión inicial y acorta el tiempo de amortización.

El estudio de la modificación de la curva de demanda ha permitido entender qué efecto tiene la demanda en este proyecto, la conclusión ha sido que es enorme; ya que, sólo aumentando la demanda un 20% respecto la inicial, el coste de la instalación aumentaba en 3.000€, lo que es un aumento del 30% respecto al coste inicial de la instalación. También se ha observado que, para consumos energéticos inferiores, las instalaciones contaban con un menor número de paneles, que se traducía en una menor inversión inicial y a largo plazo un ahorro menor porque la instalación no permite generar tantos beneficios como una instalación con más demanda.

El estudio de las diferentes modalidades de autoconsumo ha reflejado las diferencias que existen entre acogerse a una modalidad u otra. El almacenamiento por baterías resulta ser la peor opción de las tres por su gran inversión inicial y por su tiempo de amortización, también requiere un esquema más complejo en la instalación al añadir dispositivos de almacenamiento. Entre compensar y no hacerlo, el estudio ha concluido que a largo plazo es mejor tener compensación porque el ahorro es mayor; en cambio, a corto plazo una instalación que no tenga compensación es mejor, porque su inversión inicial es inferior al ahorrarse todas las trabas burocráticas.

Como reflexión final del proyecto, se recomienda apostar por el autoconsumo en viviendas unifamiliares porque el ahorro que supone a largo plazo en la factura energética del hogar compensa cualquier inversión. La situación actual es idílica para invertir en esta idea tal y como se ha podido comprobar en la comparativa entre los dos últimos años.

En la actualidad, las directrices políticas europeas apoyan el autoconsumo y abogan por la integración de nuevos generadores de energía, con el objetivo de conseguir ampliar la red de productores energéticos y transformar a Europa hacia una generación distribuida y más sostenible con el planeta.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Pacto Verde Europeo. (2019). Disponible en: <https://ec.europa.eu/>
- [2] Tarifas de gas y luz. (2021). Disponible en: <https://tarifasgasluz.com/>
- [3] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2020). Disponible en: <https://www.cnmc.es/>
- [4] BOE. Jefatura del Estado (2019). Real Decreto-ley 1/2019. Disponible en: <https://www.boe.es/>
- [5] El periódico (2021). Disponible en: <https://www.elperiodico.com/>
- [6] Red Eléctrica de España, ESIOS (2021). Disponible en: <https://www.esios.ree.es/>
- [7] Artículo sobre estudios de Agencia Internacional de la Energía. (2021) Disponible en: <https://miningpress.com/>
- [8] FENIE. Federación Nacional de Empresarios de Instalaciones de España. (2019). Presentación sobre el RD 244/2019. Disponible en: <https://www.apiec.es/>
- [9] BOE. Ministerio para la transición ecológica (2019). Real decreto 244/2019. Disponible en: <https://www.boe.es/>
- [10] BOE. Jefatura del Estado (2013). Ley 24/2013. Disponible en: <https://www.boe.es/>
- [11] Structuralia. (2018). Información turbina vertical. Disponible en: <https://blog.structuralia.com/>
- [12] Tesup. (2021). Aerogenerador ATLAS2.0. Disponible en: <https://www.tesup.es/>
- [13] Slideplayer (2015). Presentación sobre el procedimiento de cálculo de la potencia siguiendo una distribución Weibull. Disponible en: <https://slideplayer.es/>
- [14] Wikipedia (2021). Rotor Savonius. Disponible en: <https://es.wikipedia.org/>
- [15] ManoMano. (2021). Oferta modelo FV. Disponible en: <https://www.manomano.es/>
- [16] Atersa Shop (2021). Inversor red SUNNY TRIPower 6.0 5kW (SMA) 3AV-40. Disponible en: <https://atersa.shop/>
- [17] Renewables.Ninja (2019) Herramienta online. Disponible en: <https://www.renewables.ninja/>
- [18] PVgis (2019). Herramienta online. Disponible en: <https://re.jrc.ec.europa.eu/>

[19] SunnyDesign (2021). Herramienta online. Disponible en: <https://www.sma.de/es/>

[20] Google imágenes (2022). Esquema de una instalación renovable
Disponible en: <https://www.google.com/>

[21] Eficiencia energética (2022). Clasificación zona climática.
Disponible en: <https://certificacionenergetica.info/>

[22] DBSE-AE. Documento básico. Seguridad estructural, Acciones en la edificación.
(2009). Valor básico velocidad del viento.
Disponible en: <https://www.codigotecnico.org/>

[23] Certifica Energía Sevilla (2021). Precios para legalizar autoconsumo.
Disponible en: <https://www.certificaenergiasevilla.com/>

[24] BOE. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2021). Resolución 18 marzo 2021. Disponible en: <https://www.boe.es/>

[25] ESIOS. (2021). Perfil del precio de compensación para las PVPC.
Disponible en: <https://www.esios.ree.es/>

[26] Auto Solar (2021). Precio de la batería a instalar para almacenar la energía.
Disponible en: <https://autosolar.es/>

ANEXOS

ANEXO I: CONSUMO

El consumo se ha calculado utilizando Load Profile Generator es una herramienta pública de libre acceso desde internet, ésta sirve para conseguir una modelización del consumo energético residencial.

A continuación, se incluyen varias imágenes del proceso para realizar una simulación, en estas imágenes aparecerá la interfaz del software y también los datos tratados del archivo Excel.

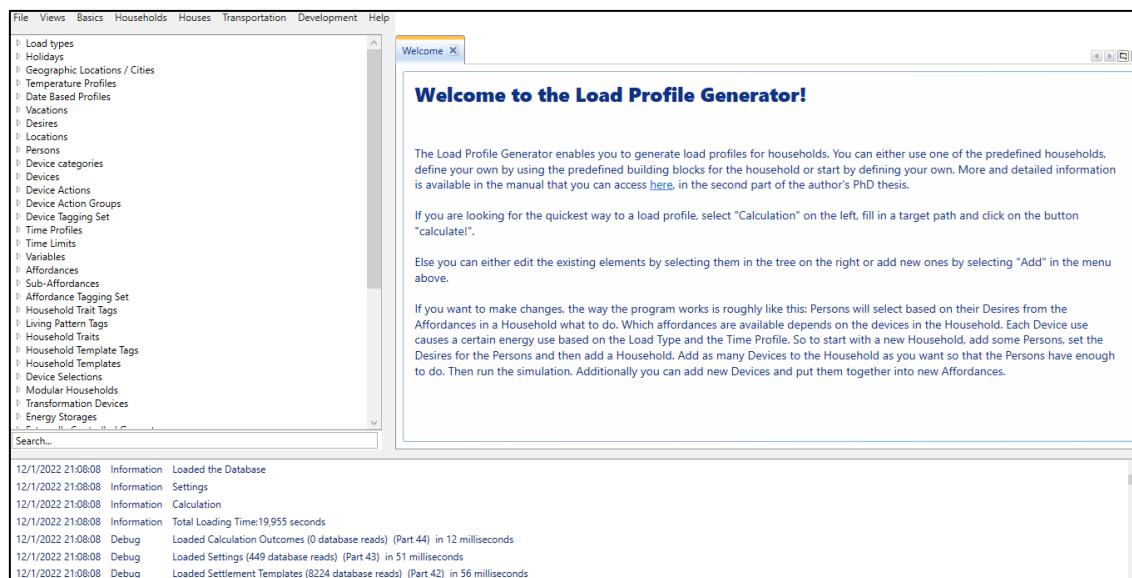


Figura 1. Pantalla de inicio del programa Load Profile Generator

House Types	
HT01	House with a 10kWh Battery and a fuel cell battery charger, 5 MWh yearly space heating, gas heating (1-2)
HT02	House with a 5 kWh Battery and a 50 m2 Photovoltaic Array, 5MWh space heating, gas heating (1-2)
HT03	House with a solar thermal System and 300 L storage tank, gas heating (1-2)
HT04	Photovoltaic System 5 kW, no space heating, gas warm water heater (1-2)
HT05	House with a 5 kWh Battery and a 50 m2 Photovoltaic Array, 5MWh space heating, electric heating (1-2)
HT06	Normal house with 15.000 kWh Heating, Continuous Flow Gas Heating (1-2)
HT07	Normal house with 15.000 kWh Heating and 5.000 kWh Cooling, Electric Air Conditioning, Continuous Flow Gas Heating (1-2)
HT08	Normal house with 15.000 kWh Heating and 5.000 kWh Cooling, Continuous Flow Electric Heat Pump (1-2)
HT09	Normal house with 20.000 kWh Heating, Continuous Gas Heating (1-2)
HT10	Normal house with 20.000 kWh Heating, 5.000 kWh Cooling, Electric Air Conditioning, Continuous Flow Gas Heating (1-2)
HT11	Normal house with 20.000 kWh Heating, no cooling, Continuous Flow Heat pump (1-2)
HT12	Normal house with 30.000 kWh Continuous Flow Gas Heating (1-2)
HT13	Normal house with 30.000 kWh Continous Flow Gas Heating and 10.000 kWh Electric Cooling (1-2)
HT14	Normal house with 5.000 kWh Air Conditioning, no Heating, Electric Warm Water (1-2)
HT15	Normal house with 5.000 kWh Space heating, Continuous Flow Gas Heater (1-2)
HT16	Normal house with 20.000 kWh Heating, Continuous Flow Heat Pump (1-2)
HT18	Normal House with 15.000 kWh Gas Heating and a hot water storage tank (1-2)
HT19	Normal House with 15.000 kWh Heat Demand, Heat Pump with COP3 and Hot Water Storage Tank (1-2)
HT20	Single Family House (no heating/cooling) (1-2)
HT21	Normal House with 15.000 kWh Heat Demand, Heat Pump with COP3 and Hot Water Storage Tank, Heat Pump Electricity (1-20)
HT22	Big Multifamily House (no heating/cooling) (10-200)
HT23	No Infrastructure at all (1-1)

Figura 2. Definición del tipo de hogar según la base de datos cargada en Load Profile Generator

Houses	
CHH01, 02 and 03... in HT02	
CHR03 in HT02	
CHR03 in HT04	
CHR07 in HT04 with Car, 05 km to work, 3.7 kW Charging at home	
CHR07 in HT04 with Car, 05 km to work, 3.7 kW Charging at work	
CHR07 in HT04 with Car, 30 km to work, 22kW Charging at home	
CHR07 in HT04 with Car, 30 km to work, 22kW Charging at work	
CHR07 in HT04 with Car, 30 km to work, 3.7kW Charging at home	
CHR07 in HT04 with Car, 30 km to work, 3.7kW Charging at work	
CHS01 (Family, 2 Children) in HT06 (normal detached house)	
H01 in HT02	
H01 in HT03	
H01 in HT04	
H01 in HT05	
H01 in HT06	
H01 in HT07	
H01 in HT08	
H01 in HT09	
H01 in HT10	
H01 in HT11	
H01 in HT12	
H01 in HT13	
H01 in HT14	
H01 in HT15	
H01 in HT16	
H01 in HT18	
H01 in HT19	
New House 1	
SHO01 CHS01 in HT06	
SHO011 CHS01 in HT06	
SHO04 CHS04 in HT06	
SHO041 CHS04 in HT06	
SHO12 CHS12 in HT06	
SHO121 CHS12 in HT06	

Figura 3. Definición del tipo de casa y sus convivientes (I)

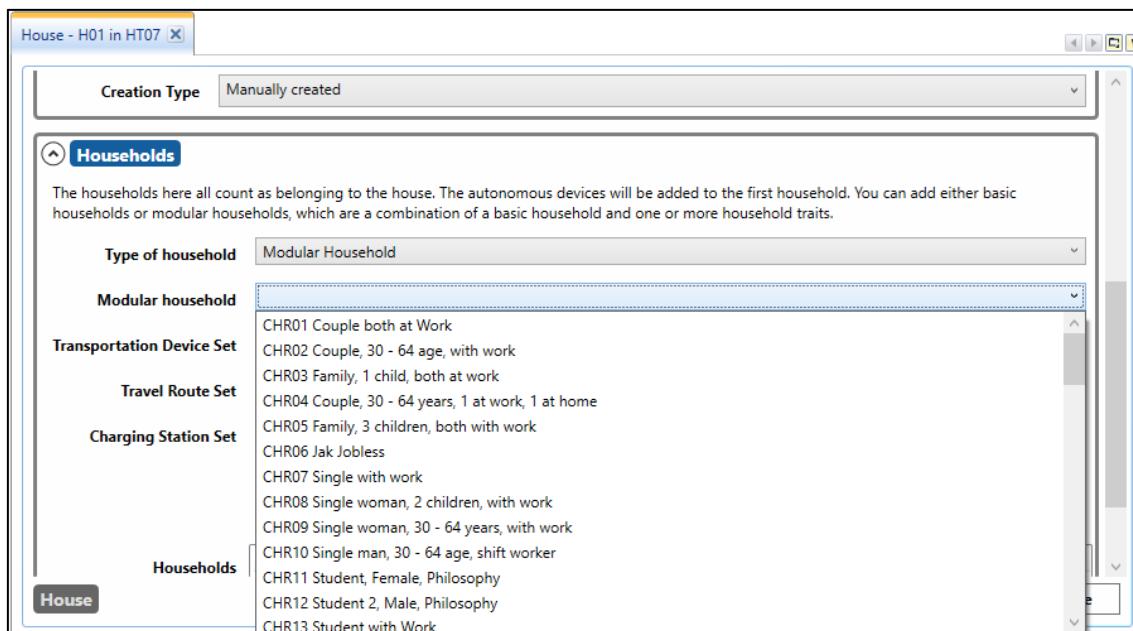


Figura 4. Definición del tipo de casa y sus convivientes (II)

Hay un total de 55 combinaciones diferentes para simular con esta herramienta en función de las características que se quieran, número de convivientes, edad, estudiante, trabajador, desempleado, etc.

A continuación, se muestra el proceso de simulación, se comienza seleccionando la opción de calcular del menú principal. Se abre una nueva pestaña en la que se seleccionará el hogar que se desea simular, el intervalo de las discretizaciones de los resultados del consumo y el periodo de tiempo en el que se quiere obtener el consumo (se puede seleccionar entre cualquier fecha del año).

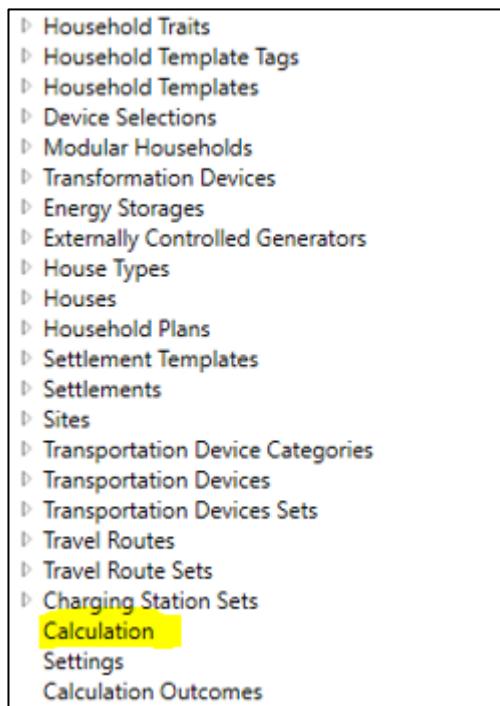


Figura 5. Proceso de simulación en Load Profile Generator (I)

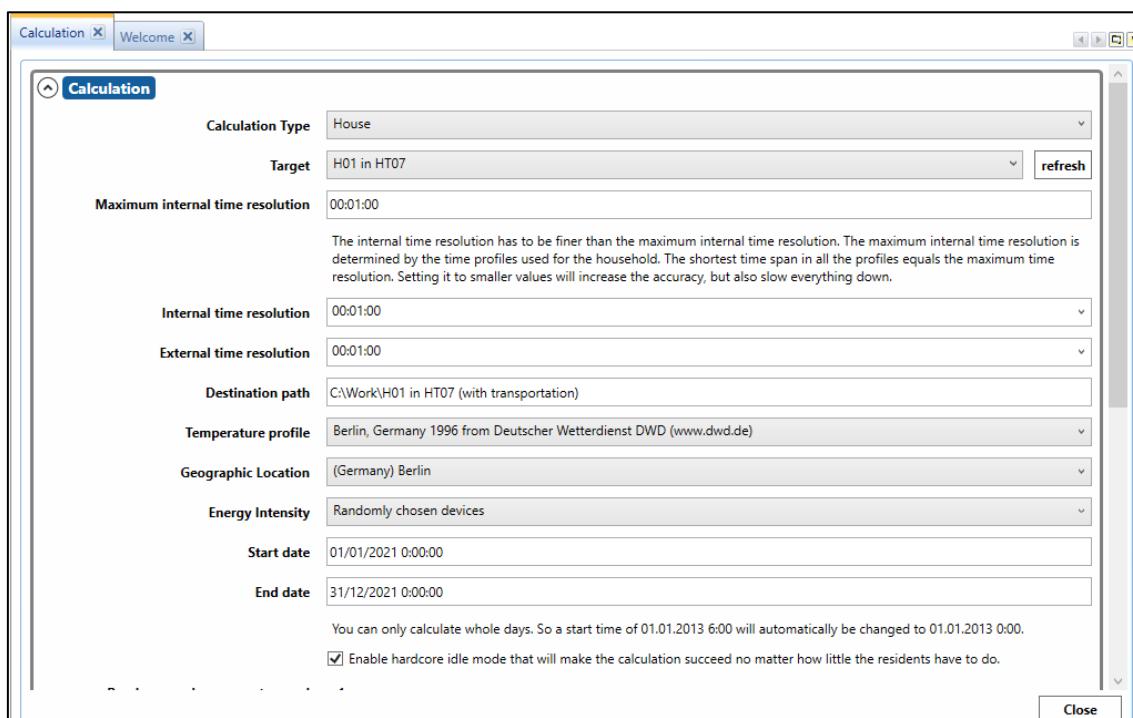


Figura 6. Proceso de simulación en Load Profile Generator (II)

A continuación, se muestran imágenes del cuadro de dialogo que se genera de la simulación:

```
13/1/2022 23:09:34 Information Simulating household CHR40 Couple, 30 - 64 years, without work HH1 HH1 Time:29/12/20
13/1/2022 23:09:34 Information Starting MainThread: CalcManager.Run - Core Simulation
13/1/2022 23:09:34 Information Finished CalcManager.Run - Preperation after 00:00:00.2977143
13/1/2022 23:09:34 Information Stopping MainThread: CalcManager.Run - Preperation
13/1/2022 23:09:34 Information Starting MainThread: CalcManager.Run - Preperation
13/1/2022 23:09:34 Information Starting MainThread: CalcManager.Run
13/1/2022 23:09:33 Information Finished CalcManagerFactory.GetCalcManager Generating Model after 00:00:39.1960591
13/1/2022 23:09:33 Information Stopping MainThread: CalcManagerFactory.GetCalcManager Generating Model
```

Figura 7. Proceso de simulación en Load Profile Generator (III)

```
13/1/2022 23:26:11 Information Simulating household CHR40 Couple, 30 - 64 years, without work HH1 HH1 Time:22/04/2021 14:00
13/1/2022 23:26:11 Information Simulating household CHR40 Couple, 30 - 64 years, without work HH1 HH1 Time:21/04/2021 4:41,
13/1/2022 23:25:59 Information Simulating household CHR40 Couple, 30 - 64 years, without work HH1 HH1 Time:19/04/2021 2:40,
13/1/2022 23:25:58 Information Simulating household CHR40 Couple, 30 - 64 years, without work HH1 HH1 Time:18/04/2021 10:01
13/1/2022 23:25:43 Information Simulating household CHR40 Couple, 30 - 64 years, without work HH1 HH1 Time:15/04/2021 15:21
13/1/2022 23:25:28 Information Simulating household CHR40 Couple, 30 - 64 years, without work HH1 HH1 Time:15/04/2021 15:20
13/1/2022 23:25:24 Information Simulating household CHR40 Couple, 30 - 64 years, without work HH1 HH1 Time:12/04/2021 20:41
```

Figura 8. Proceso de simulación en Load Profile Generator (IV)

En esta última imagen se puede percibir que en cada línea de código aparece un día del año, los pasos que va dando el programa a la hora de simular, recorren el periodo establecido en las condiciones de simulación impuestas anteriormente.

Finalmente los resultados aparecen en la siguiente ventana del programa:

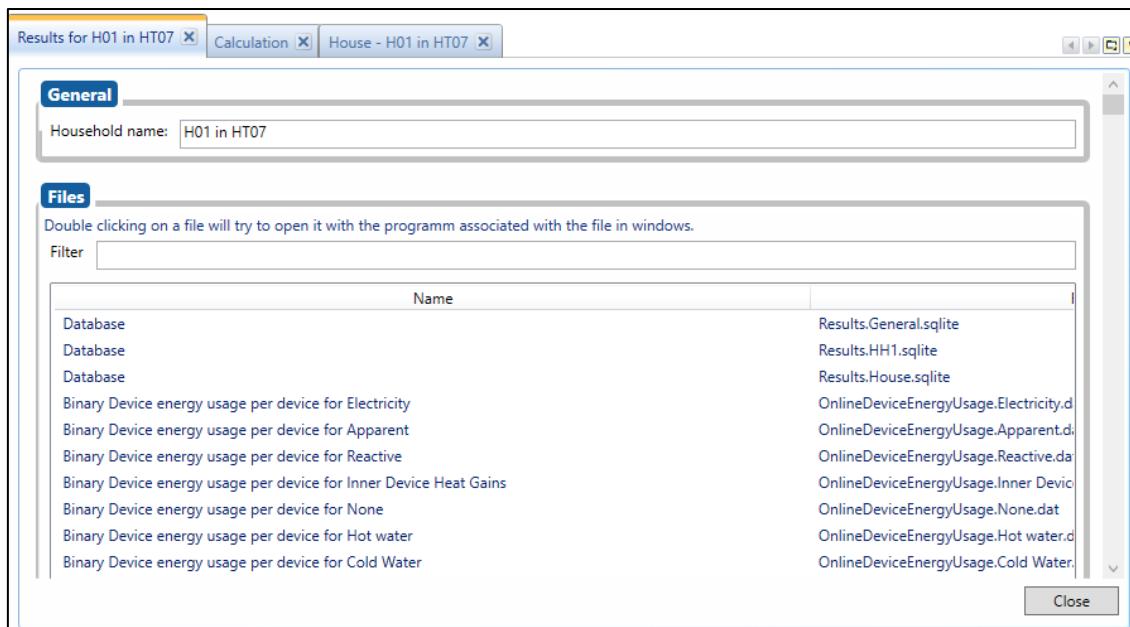


Figura 9. Resultados de la simulación en Load Profile Generator

Estos resultados también se recogen en varias Excel donde una vez se trata la información, se puede conocer el valor del consumo total anual. Además, gracias a las herramientas con las que cuenta Microsoft Excel, se pueden generar gráficas que muestren el perfil de consumo a lo largo del año.

En este anexo se incluyen también, los perfiles para cada una de las demandas que se han estudiado a lo largo de este proyecto:

1º: Familia con 2 hijos, uno de los padres trabaja fuera de casa el otro no tiene trabajo.

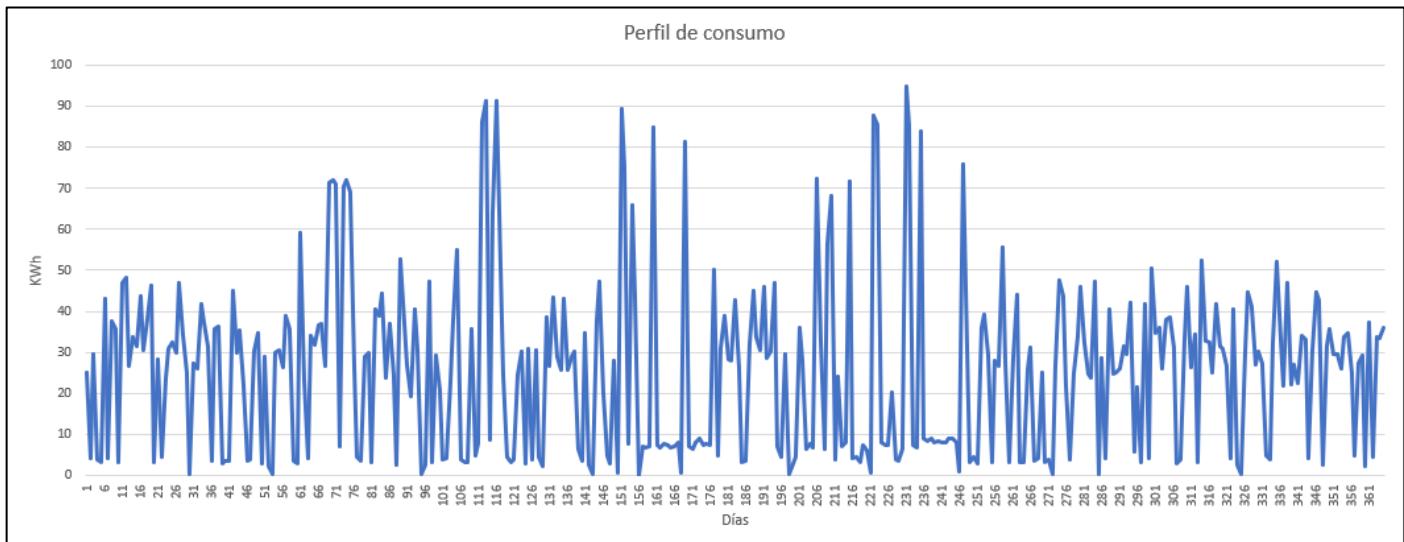


Figura 10. Perfil diario del caso inicial obtenido a partir de los datos de Load Profile Generator

2º: Familia con 3 hijos, el padre y la madre trabajan fuera de casa ambos.

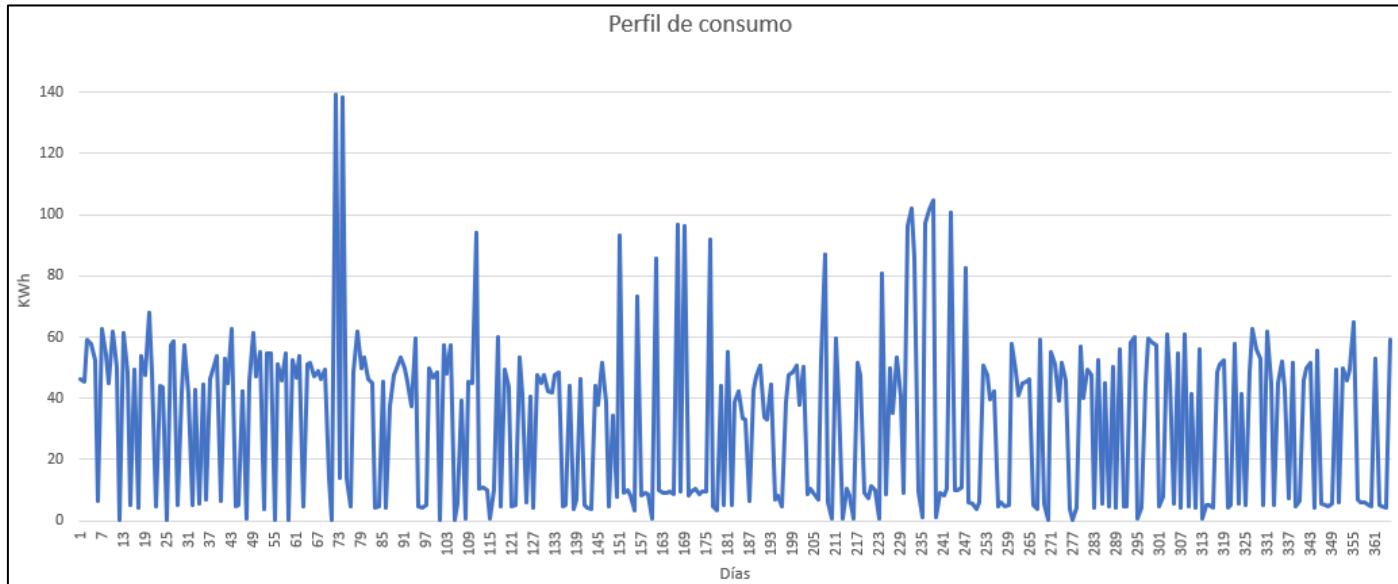


Figura 11. Perfil diario del caso de mayor demanda obtenido a partir de los datos de Load Profile Generator

3º: Pareja entre 30-64 años sin trabajo.

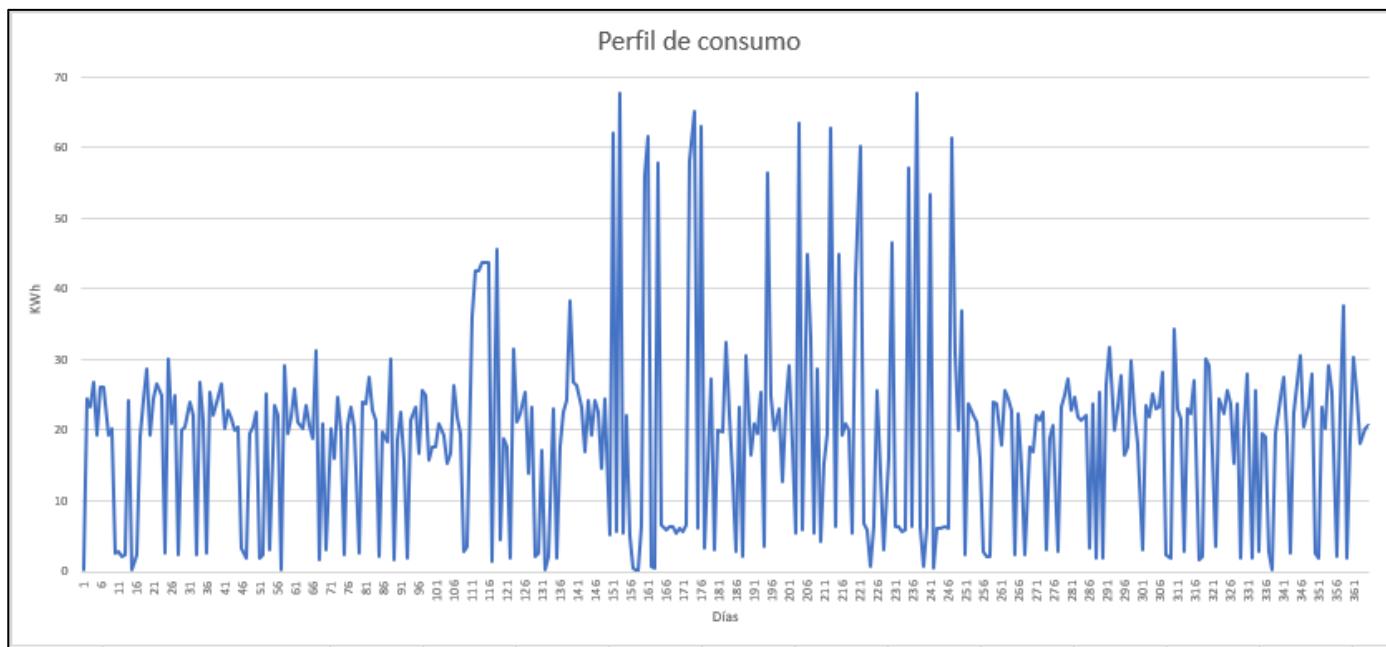


Figura 12. Perfil diario del caso de demanda más baja obtenido a partir de los datos de Load Profile Generator

ANEXO II: INSTALACIÓN EÓLICA

En este anexo se recoge todo lo necesario para hacer el dimensionado de la instalación eólica. Primero se añade la información que tiene que ver con el caso inicial. Después se harán subapartados para aclarar que la información es de otros casos.

Caso Inicial:

Se van a adjuntar las imágenes según el procedimiento que se ha realizado. Primero se ha obtenido con la herramienta Renewables.Ninja los valores horarios de velocidad del viento en la ubicación de Zaragoza.

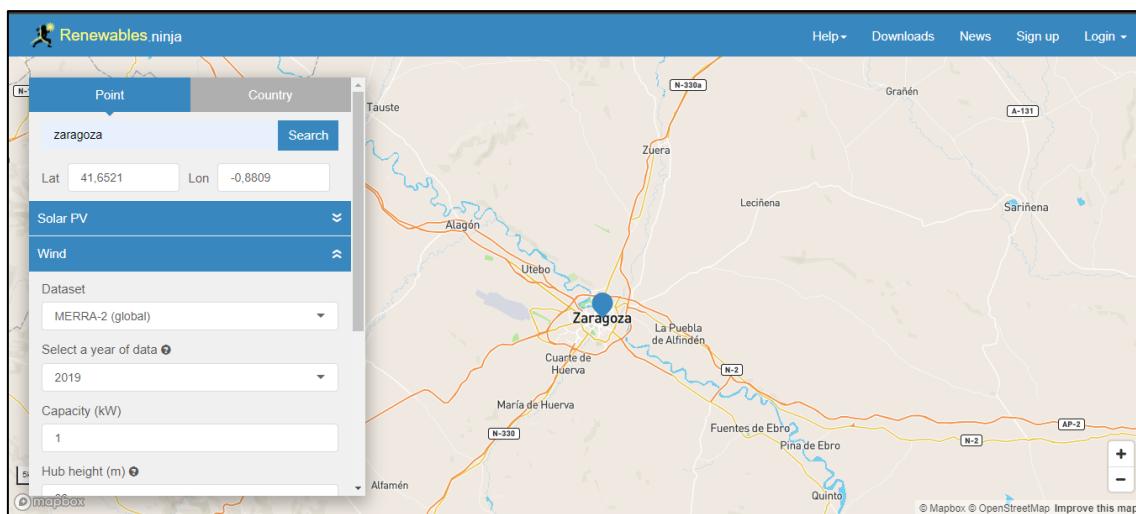


Figura 1. Interfaz del programa de diseño Renewables.Ninja

El software anterior permite el cálculo de producción energética de un emplazamiento que sea horizontal, por lo que no sirve para el caso planteado del proyecto, lo que sí sirve son los datos obtenidos de la velocidad del viento, se ha construido un perfil mensual:

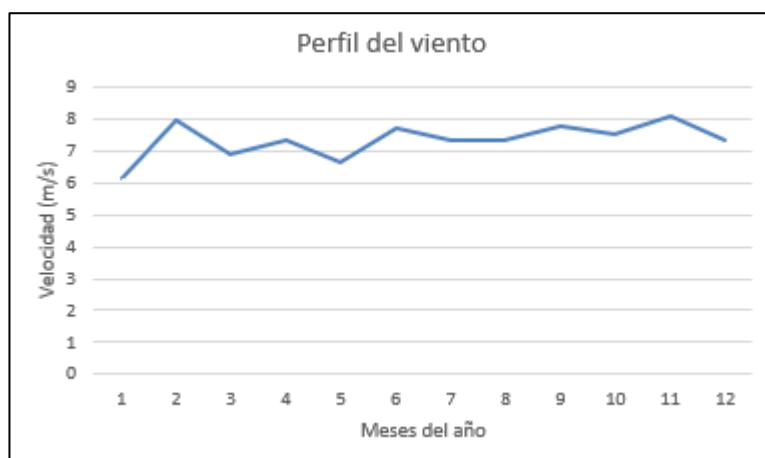


Figura 2. Perfil mensual de la velocidad del viento en Zaragoza

Los resultados de la velocidad del viento también se han utilizado para calcular el valor medio y su desviación típica.

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_i^N (X_i - \bar{X})^2}{N}}$$

Figura 3. Fórmulas de valor medio y desviación típica(σ)

Con los dos valores, se calculan los factores de forma y de factor de escala de una distribución de Weibull.

$$k = \left(\frac{\sigma_u}{\bar{v}} \right)^{-1.086}$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma(1+1/k)}$$

Figura 4. Formulas del factor de forma (k) y factor de escala (c) de una distribución Weibull

Una vez que se tiene los valores k y c hay que definir un rango en las velocidades del viento, basándose en la curva de potencia del modelo de aerogenerador seleccionado, por lo que, se añade a continuación la curva correspondiente.

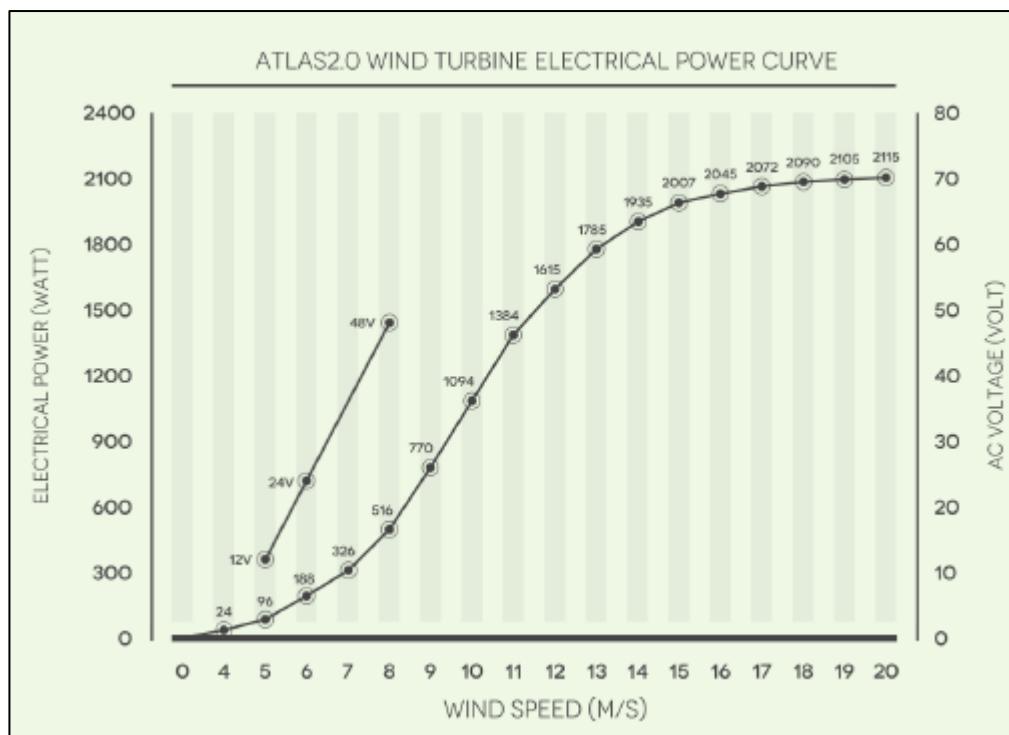


Figura 5. Curva de potencia del aerogenerador ATLAS2.0

Se observa que la curva tiene a volverse constante en las últimas velocidades que tiene representada por lo que el rango de velocidades que se escogió para la Weibull fue de 0-25 m/s. Se escoge un valor cada 0,5 m/s.

A continuación, se introducen en Excel la fórmula de la distribución de Weibull, que es la siguiente:

$$p(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

Figura 6. Fórmula de la distribución de Weibull

El valor de la velocidad irá cambiando según el rango establecido anteriormente y calculará la probabilidad. Después se multiplicará dicha probabilidad por la fórmula de la potencia, lo que servirá para calcular la probabilidad de que se obtenga una potencia por unidad de superficie a una velocidad de viento dada, a continuación, se añade la fórmula:

$$\frac{P}{A} (Pv_i) = \frac{1}{2} \rho v_i^3 p(v_i)$$

Figura 7. Fórmula del cálculo de potencia por unidad de superficie.

Finalmente, para calcular el término de la energía es necesario multiplicar la fórmula que se añade a continuación de la potencia por un valor temporal, si se quiere un año, el tiempo correspondiente es 8760h, es importante calcular en kW y que el término temporal sea horas porque simplifica los cálculos y ayuda a interpretar mejor los resultados.

$$E = \sum P_{vi} \text{ tiempo} = \sum \frac{1}{2} \rho v_i^3 A C_p p(v_i) \cdot 8760 \left[\frac{Wh}{año} \right]$$

Figura 8. Fórmula del cálculo de la energía

Cuando se calcula la energía de todo un año se utiliza el término de la anterior formula, 8760 horas, pero si se quiere obtener la energía durante un mes, por ejemplo, el valor de tiempo se queda en 730 horas. Esto se tiene en cuenta en las fórmulas introducidas en la Excel de cálculo que se verá en las próximas figuras.

Una vez visto el procedimiento de cálculo aproximando los valores de la velocidad del viento con una distribución Weibull, se van a añadir algunas imágenes de interés como, las formas que tiene la distribución Weibull.

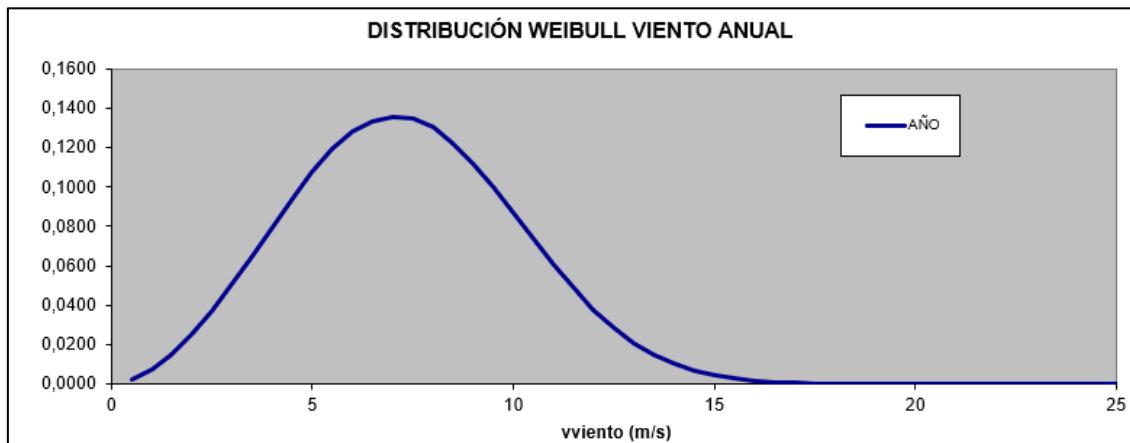


Figura 9. Distribución Weibull con velocidad del viento anual

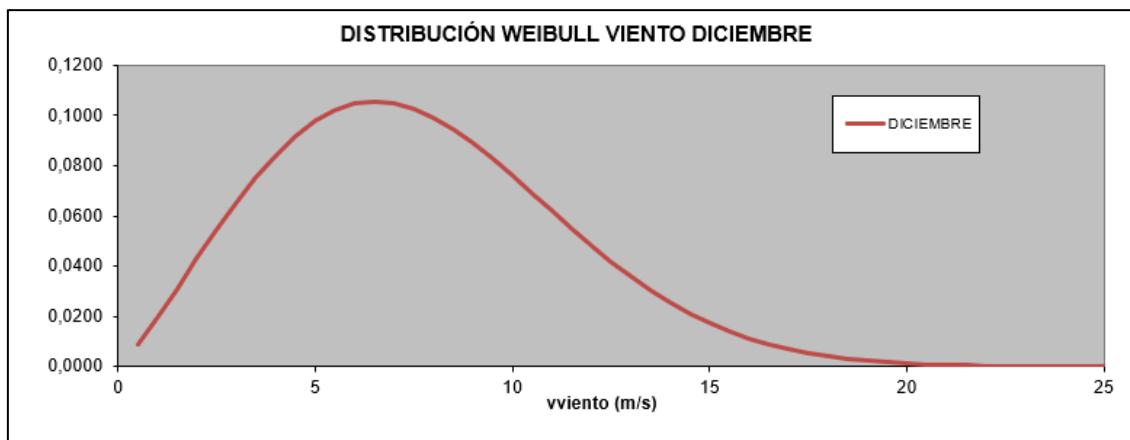


Figura 10. Distribución Weibull con velocidad del viento para el mes de diciembre

Se adjunta también una imagen de la plantilla de Excel que ha servido para el cálculo de la energía anual producida por el aerogenerador.

ANUAL		DICIEMBRE				
vmedia	7,35	vmedia	7,65	ENERGIA ANUAL	727,394742 KWh/año	
des.Típica	2,81	des.Típica	3,72	ENERGIA DICIEMBRE	84,4271992 KWh/año	
k	2,841	k	2,188			
c	8,249	c	8,642			
Altura (m)	1,000					
Longitud (m)	0,500					
Cp	0,150					
viento (m/s)	prob.	pot*prob1 (W/m ²)	ENERGIA ANUAL	prob. 2	pot*prob2 (W/m ²)	ENERGIA DICIEMBRE
0,5	0,0020	0,000	0,156003556	0,0086	0,001	0,057420348
1	0,0071	0,004	4,462033307	0,0194	0,012	1,039327059
1,5	0,0148	0,031	31,59907051	0,0309	0,064	5,606405908
2	0,0249	0,122	125,9482428	0,0427	0,209	18,35165062
2,5	0,0370	0,354	365,16272	0,0543	0,520	45,54216783
3	0,0506	0,836	862,7742778	0,0653	1,079	94,60469442
3,5	0,0651	1,709	1764,071191	0,0753	1,978	173,4113216
4	0,0799	3,134	3233,900416	0,0842	3,302	289,4353999
4,5	0,0944	5,267	5436,099162	0,0918	5,121	448,8625927
5	0,1077	8,242	8505,853154	0,0977	7,481	655,7503453
5,5	0,1190	12,130	12518,17555	0,1020	10,397	911,3277848
6	0,1279	16,916	17457,50389	0,1046	13,845	1213,516483
6,5	0,1336	22,475	23194,61179	0,1056	17,761	1556,731481
7	0,1360	28,563	29477,11704	0,1049	22,042	1931,993669
7,5	0,1348	34,824	35938,48624	0,1028	26,553	2327,352331
8	0,1302	40,821	42127,55808	0,0993	31,130	2728,584182
8,5	0,1225	46,081	47556,62586	0,0946	35,597	3120,106438
9	0,1123	50,156	51761,84658	0,0891	39,772	3486,019811
9,5	0,1003	52,680	54366,24884	0,0828	43,482	3811,185179
10	0,0872	53,424	55133,9423	0,0760	46,574	4082,236316
10,5	0,0738	52,330	54004,97524	0,0690	48,927	4288,440291

Figura 11. Plantilla para el cálculo de la energía producida por un aerogenerador

A continuación, se añade una imagen del modelo de aerogenerador escogido y sus correspondientes especificaciones técnicas:



Figura 12. Modelo ATLAS2.0

SPECIFICATIONS	
DESIGNATION	12V to 48V
GENERATOR	
TYPE	2kW vertical axis wind permanent magnet generator
WEIGHT	20kg
MAX. POWER	2kW
OPERATING CIRCUIT VOLTAGE	0-100V
CURRENT	3-Phase
START OF CHARGING	3m/s
BASE PLATE MATERIAL	Sheetmetal
DIRECTION OF ROTATION	Clockwise
TEST STANDARDS	EN 61000-6-1 (electromagnetic compatibility - immunity) EN 61000-6-3 (electromagnetic compatibility - emissions)
ROTOR BLADES	
MATERIAL	Composites
HUB FLANGE	Aluminum
DIAMETER	600 (1.97 Feet)
WEIGHT PER ROTOR BLADES	750 g (1.65 lbs)
DIRECTION OF ROTATION	Counter-Clockwise
STARTING WIND SPEED	2 m/s
NO. OF BLADES	3
MAX RPM	650
MAX SPEED	50m/s
NOISE	30 dB

Figura 13. Especificaciones técnicas ATLAS2.0 (I)

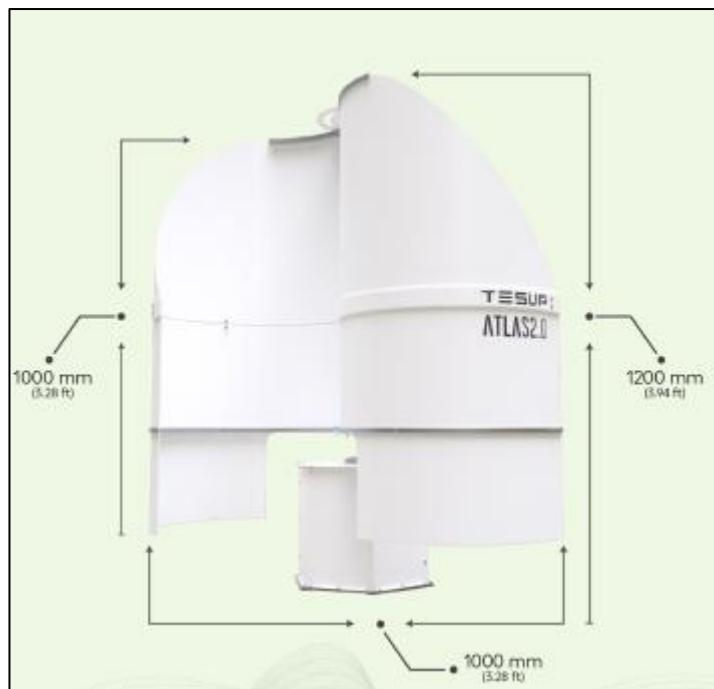


Figura 14. Especificaciones técnicas ATLAS2.0 (II)

También se ha decidido incluir las especificaciones técnicas del inversor Growatt 2kW, seleccionado para esta instalación:

Datasheet	MIC 750TL-X	MIC 1000TL-X	MIC 1500TL-X	MIC 2000TL-X	MIC 2500TL-X	MIC 3000TL-X	MIC 3300TL-X
Input data (DC)							
Max. recommended PV power (for module STC)	1050W	1400W	2100W	2600W	2800W	3500W	4290W
Max. DC voltage	500V	500V	500V	500V	550V	550V	550V
Start voltage	50V	50V	50V	50V	80V	80V	80V
Nominal voltage	120V	180V	250V	360V	360V	360V	360V
MPP voltage range	50V-500V	50V-500V	50V-500V	50V-500V	65V-550V	65V-550V	65V-550V
No. of MPP trackers				1			
No. of PV strings per MPP tracker				1			
Max. input current per MPP tracker				13A			
Max. short-circuit current per MPP tracker				16A			
Output data (AC)							
AC nominal power	750W	1000W	1500W	2000W	2500W	3000W	3300W
Max. AC apparent power	750VA	1000VA	1500VA	2000VA	2500VA	3000VA	3300VA
Nominal AC voltage (range*)				230V (180-280V)			
AC grid frequency (range*)				50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)			
Max. output current	3.6A	3.6A	7.1A	9.5A	11.9A	14.3A	14.3A
Adjustable power factor				0.8leading...0.8lagging			
THDI				<3%			
AC grid connection type				Single phase			
Efficiency							
Max. efficiency	97.6%	97.6%	97.6%	97.6%	97.6%	97.6%	97.6%
European efficiency	96.5%	96.5%	97.0%	97.0%	97.0%	97.1%	97.1%
MPPT efficiency				99.9%			
Protection devices							
DC reverse polarity protection				yes			
DC switch				yes			
AC/DC surge protection				Type II / Type III			
Insulation resistance monitoring				yes			
AC short-circuit protection				yes			
Ground fault monitoring				yes			
Grid monitoring				yes			
Anti-islanding protection				yes			
Residual-current monitoring unit				yes			
AFCI protection				Optional			
General data							
Dimensions (W / H / D)				274/254/138mm			
Weight	6kg	6kg	6kg	6kg	6.2kg	6.2kg	6.2kg
Operating temperature range				- 25°C ... + 60°C			
Noise emission (typical)				≤ 25 dB(A)			
Nighttime power consumption				< 0.5W			
Topology				Transformerless			
Cooling				Natural convection			
Protection degree				IP65			
Relative humidity				0-100%			
Altitude				4000m			
DC connection				H&MC (Optional)			
AC connection				Connector			
Display				OLED + LED/WIFI + APP			
Interfaces: RS485 / USB/Wi-Fi / GPRS / RF/LAN				Yes/Yes/Optional/Optional/Optional /Optional			
Warranty: 5 years / 10 years				Yes /Optional			

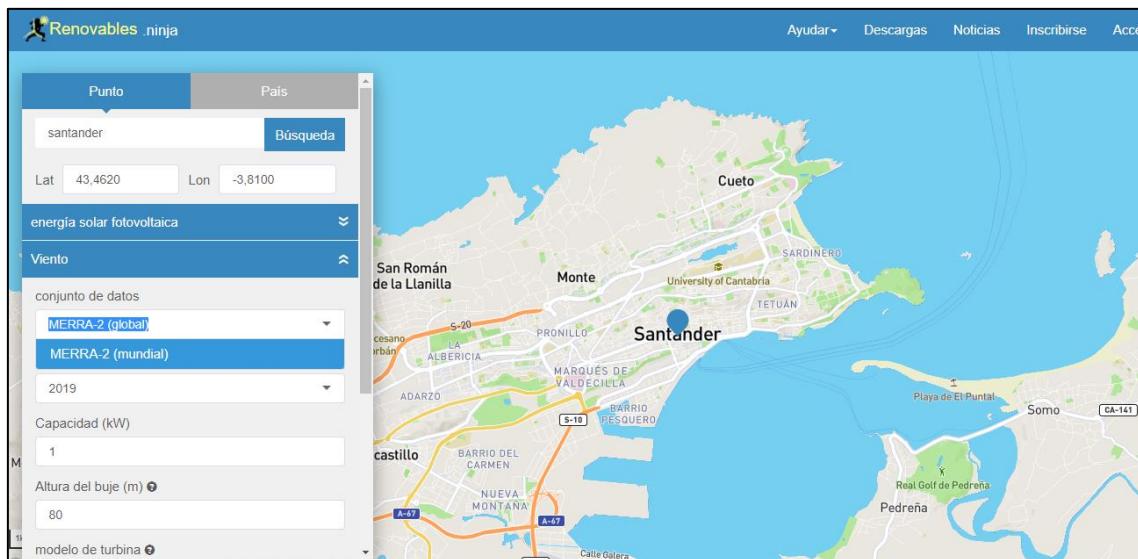
Figura 15. Especificaciones técnicas del inversor para el aerogenerador ATLAS2.0

CASOS DE ESTUDIO:

Los casos de estudio en este proyecto son en los que se ha modificado la ubicación, la modalidad de autoconsumo y la demanda.

Modificación de la ubicación:

- **Ubicación:** Santander



Se adjuntan las distribuciones Weibull del mes de diciembre y del año completo.

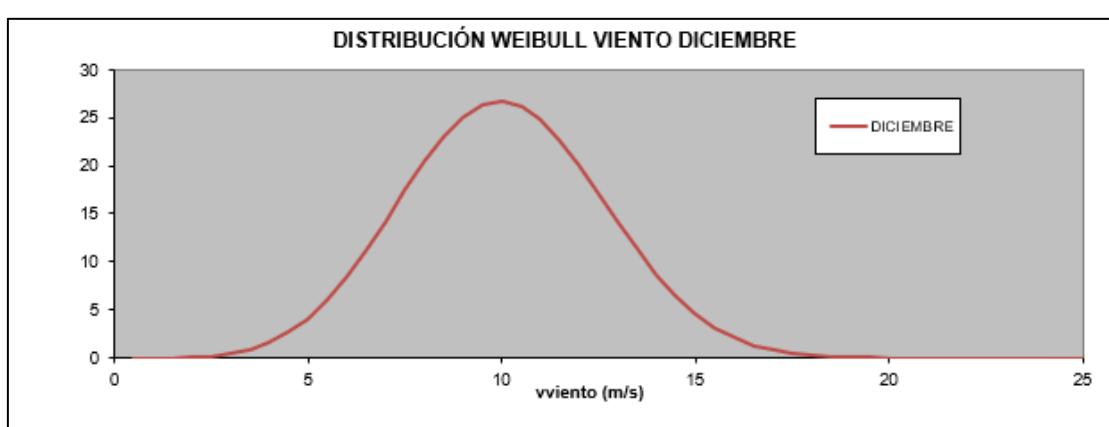


Figura 17. Distribución Weibull para el mes de diciembre

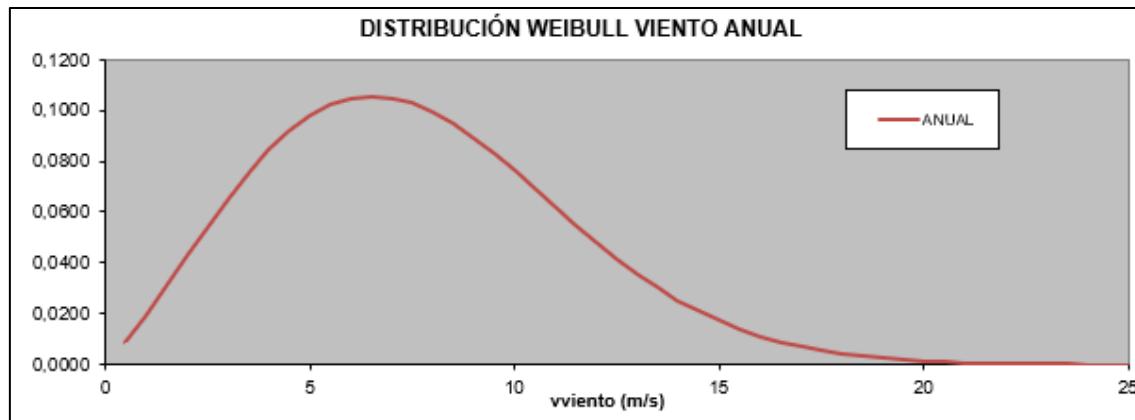


Figura 18. Distribución Weibull para el año completo

Se incluye también la plantilla con los cálculos realizados para la ubicación de Santander:

ANUAL		DICIEMBRE		ENERGIA ANUAL	ENERGIA DICIEMBRE	
vmedia	6,95	vmedia	9,02	745,91815	KWh/año	
des. Típica	3,38	des. Típica	4,52	140,38086	KWh/año	
k	2,188	k	2,118			
c	7,851	c	10,189			
Altura (m)	1,000					
Longitud (m)	0,500					
Cp	0,150					
viento (m/s)	prob.	pot*prob1 (W/m2)	ENERGIA ANUAL	prob. 2	pot*prob2 (W/m2)	ENERGIA DICIEMBRE
0,5	0,0106	0,001	0,834180944	0,0071	0,001	0,04791019
1	0,0238	0,015	15,07143914	0,0154	0,009	0,827072927
1,5	0,0380	0,079	81,04797451	0,0240	0,050	4,348250928
2	0,0522	0,256	264,0993382	0,0326	0,160	14,01131045
2,5	0,0660	0,631	651,4454514	0,0411	0,393	34,44969128
3	0,0787	1,301	1342,936011	0,0492	0,813	71,25119513
3,5	0,0900	2,363	2438,813851	0,0567	1,490	130,580297
4	0,0995	3,901	4025,961832	0,0637	2,495	218,7293475
4,5	0,1070	5,973	6164,34659	0,0698	3,898	341,6303522
5	0,1123	8,600	8875,426644	0,0752	5,754	504,3620992
5,5	0,1154	11,758	12134,11353	0,0796	8,108	710,6882662
6	0,1162	15,373	15865,47256	0,0830	10,983	962,6604348
6,5	0,1149	19,328	19946,77383	0,0855	14,379	1260,315689
7	0,1117	23,464	24214,83387	0,0870	18,271	1601,491955
7,5	0,1068	27,595	28477,9189	0,0875	22,610	1981,775941
8	0,1005	31,522	32530,90989	0,0871	27,320	2394,589164
8,5	0,0932	35,050	36172,03639	0,0859	32,303	2831,407756
9	0,0851	38,003	39219,32516	0,0839	37,445	3282,102456
9,5	0,0766	40,237	41524,99495	0,0812	42,617	3735,376983
10	0,0680	41,653	42986,33961	0,0778	47,681	4179,276597
10,5	0,0595	42,201	43552,12341	0,0740	52,501	4601,734476

Figura 19. Plantilla para el cálculo de la energía producida por un aerogenerador en la ubicación de Santander

- **Ubicación:** Huelva

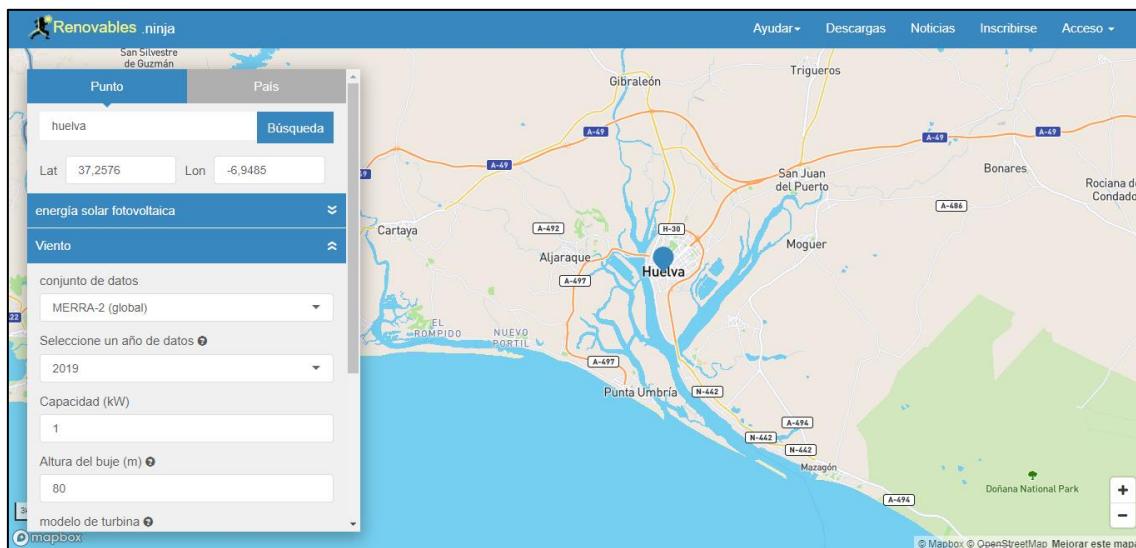


Figura 20. Ubicación de la localidad de Huelva.

Se adjuntan las distribuciones Weibull para el peor mes (diciembre) y para el año completo.

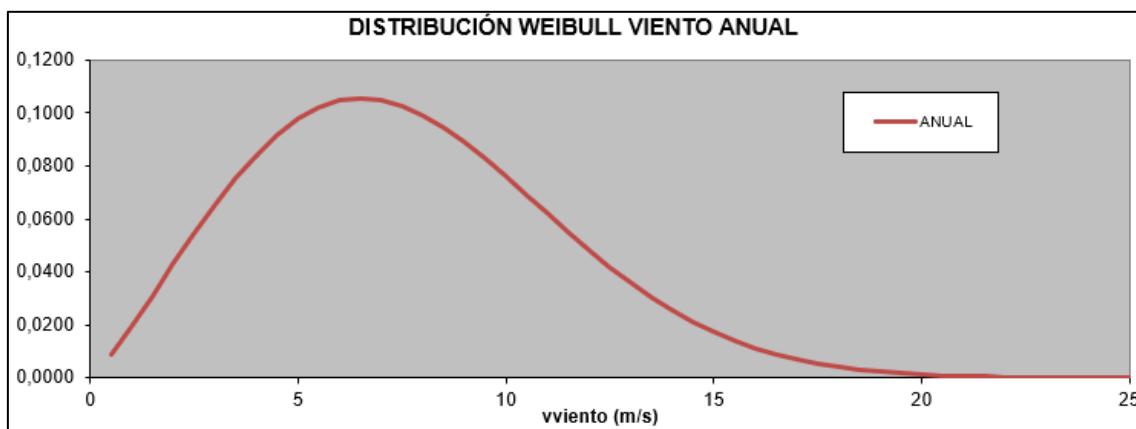


Figura 21. Distribución Weibull para el año completo

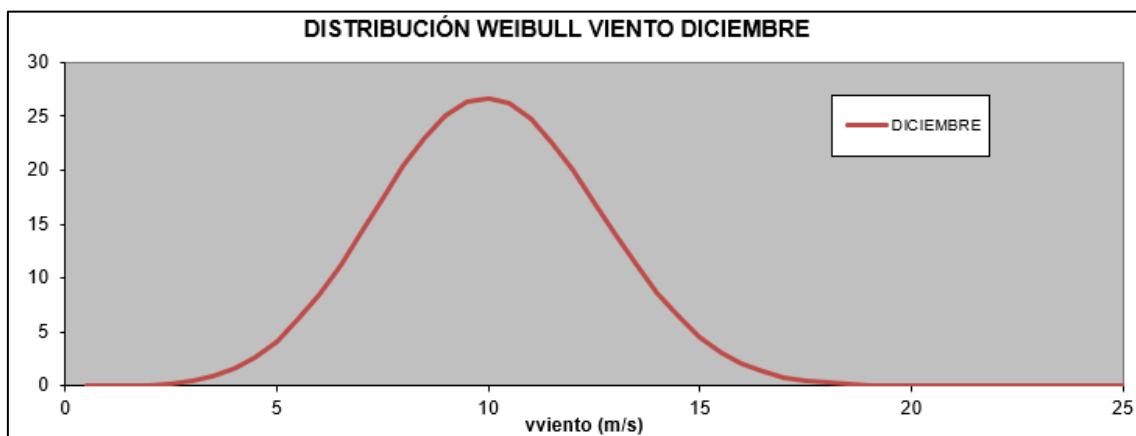


Figura 22. Distribución Weibull para el mes de diciembre

Se incluye la plantilla creada en Excel, con los cálculos para la localización de Huelva.

ANUAL			DICIEMBRE			ENERGIA ANUAL	543,67597	KWh/año							
vmedia	6,81	des. Típica	2,35	k	3,176	des. Típica	2,99	k	2,821	c	7,605	c	8,723		
Altura (m)			1,000												
Longitud (m)			0,500												
Cp			0,150												
viento (m/s)	prob.	pot*prob1 (W/m ²)	ENERGIA ANUAL	prob. 2	pot*prob2 (W/m ²)	ENERGIA DICIEMBRE									
0,5	0,0011	0,000	0,088437304	0,0018	0,000	0,011888005									
1	0,0050	0,003	3,191642485	0,0062	0,004	0,335410653									
1,5	0,0121	0,025	25,91596333	0,0130	0,027	2,387531316									
2	0,0225	0,110	113,880838	0,0218	0,107	9,354574934									
2,5	0,0361	0,345	356,0975004	0,0323	0,309	27,05606906									
3	0,0524	0,866	894,172349	0,0441	0,729	63,88624024									
3,5	0,0709	1,862	1921,345951	0,0568	1,492	130,7723884									
4	0,0906	3,553	3666,338508	0,0700	2,743	240,4309145									
4,5	0,1104	6,161	6358,657679	0,0830	4,633	406,094675									
5	0,1288	9,860	10175,94637	0,0953	7,299	639,731934									
5,5	0,1443	14,709	15179,93159	0,1063	10,838	949,9149404									
6	0,1557	20,595	21254,36761	0,1155	15,283	1339,604695									
6,5	0,1617	27,193	28063,72573	0,1224	20,584	1804,210152									
7	0,1617	33,965	35052,32002	0,1265	26,586	2330,315182									
7,5	0,1556	40,210	41497,61852	0,1278	33,034	2895,437362									
8	0,1440	45,172	46618,21909	0,1262	39,578	3469,065212									
8,5	0,1281	48,177	49719,10478	0,1218	45,807	4015,029145									
9	0,1092	48,779	50340,25986	0,1149	51,284	4495,021401									
9,5	0,0892	46,866	48366,83071	0,1059	55,594	4872,838404									
10	0,0697	42,698	44065,16947	0,0953	58,399	5118,730898									
10,5	0,0520	36,850	38029,48284	0,0839	59,477	5213,164129									
11	0,0363	30,089	31052,01909	0,0721	58,749	5143,344105									
11,5	0,0249	23,212	23954,7842	0,0604	56,292	4934,057557									
12	0,0160	16,891	17432,1	0,0494	52,329	4586,668439									

Figura 23. Plantilla para el cálculo de la energía producida por un aerogenerador en la ubicación de Huelva

ANEXO III: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

En este anexo se recoge todo lo necesario para hacer el dimensionado de la instalación fotovoltaica. Primero se añade la información que tiene que ver con el caso inicial. Después se harán subapartados para aclarar que la información es de otros casos.

El dimensionado se ha realizado combinando el programa PVgis y el sunnydesign. Los datos del programa sunnydesign se recogerán en otro anexo diferente, ya que, incluye algunos conceptos que son para la instalación global.

Caso Inicial:

El comienzo del dimensionado es introducir una serie de valores en el formulario del programa PVgis, para conocerlos, hay que escoger primero el modelo del panel fotovoltaico. En este estudio se ha escogido el módulo SEP 300W, que es policristalino. A continuación, se adjunta su hoja de características:

Solar cell type	Poly-crystalline 156 × 156 mm
Dimensions	1956 × 992 × 50 mm
Weight	23.20 kg
Glass	Anti-reflective coated, high transmission, low iron, tempered
Glass thickness	3.2 mm
Encapsulation	EVA (ethylene vinyl acetate)
Back side	White
Frame	Anodized aluminum alloy
No of draining holes in frame	16
Type of connector	MC4 compatible
Junction box (Protection degree)	IP 67
Cable type (Cross-sectional area / length)	4 mm ² / 900 ± 5 mm

Figura 1. Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico SEP 300W (I)

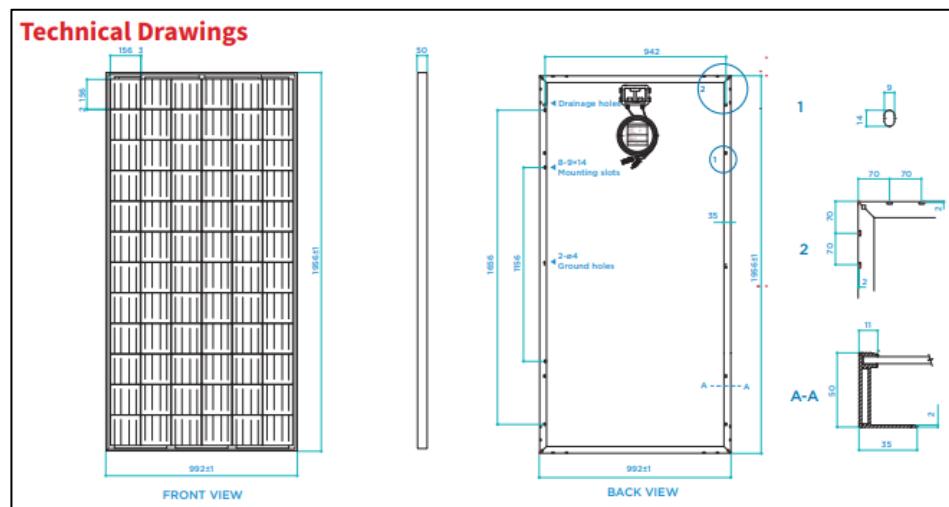


Figura 2. Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico (II)

Electrical Characteristics					
SOLAR CELLS		POLY-CRYSTALLINE 156 × 156 MM 72 PCS. (6×12) - 4 BUS BARS			
Maximum Power (Pmax)	300 Wp	305 Wp	310 Wp	315 Wp	320 Wp
Voltage at Pmax (Vmp)	37.23 V	37.24 V	37.32 V	37.46 V	37.62 V
Current at Pmax (Imp)	8.06 A	8.19 A	8.31 A	8.41 A	8.51 A
Open-Circuit Voltage (Voc)	44.71 V	44.72 V	44.76 V	44.82 V	44.84 V
Short-Circuit Current (Isc)	8.947 A	9.094 A	9.234 A	9.371 A	9.515 A
Maximum System Voltage (VDC)		1000 V (iec), 600 V (UL)			
Cell Efficiency	17.46 %	17.75 %	18.05 %	18.34 %	18.63 %
Module Efficiency	15.46 %	15.72 %	15.98 %	16.23 %	16.49 %
Number of By-pass Diodes		6			
Maximum Series Fuse		15 A			
Temperature Coefficient of Pmax		- 0.45 % / °C			
Temperature Coefficient of Voc		- 0.34 % / °C			
Temperature Coefficient of Isc		- 0.05 % / °C			
Nominal Operating Cell Temperature		47 ± 2 °C			

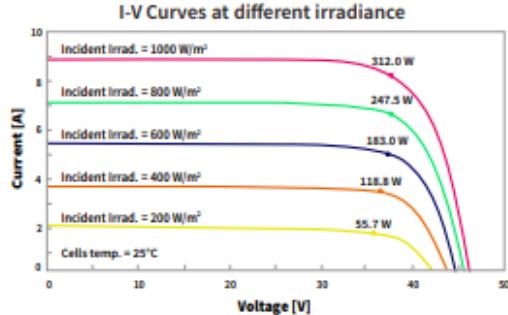
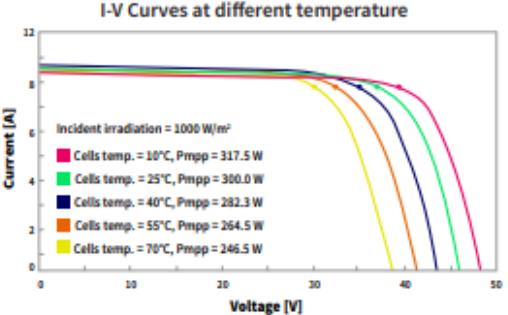
Test Parameters	
Dielectric Insulation Voltage	6,000 V DC max
Operating Temperature	-40 °C to 85 °C
I-V Curves at different irradiance	
 <p>Incident Irrad. = 1000 W/m² Incident Irrad. = 800 W/m² Incident Irrad. = 600 W/m² Incident Irrad. = 400 W/m² Incident Irrad. = 200 W/m² Cells temp. = 25°C</p>	<p>Current [A]</p> <p>Voltage [V]</p>
I-V Curves at different temperature	
 <p>Incident irradiation = 1000 W/m² Cells temp. = 10°C, Pmpp = 317.5 W Cells temp. = 25°C, Pmpp = 300.0 W Cells temp. = 40°C, Pmpp = 282.3 W Cells temp. = 55°C, Pmpp = 264.5 W Cells temp. = 70°C, Pmpp = 246.5 W</p>	<p>Current [A]</p> <p>Voltage [V]</p>

Figura 3. Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico (III)

Para este caso inicial, se va a considerar la ubicación de Zaragoza. Se añaden los resultados de las simulaciones realizadas en función de la potencia pico instalada. Para estas simulaciones se han considerado la inclinación y el azimut óptimo.

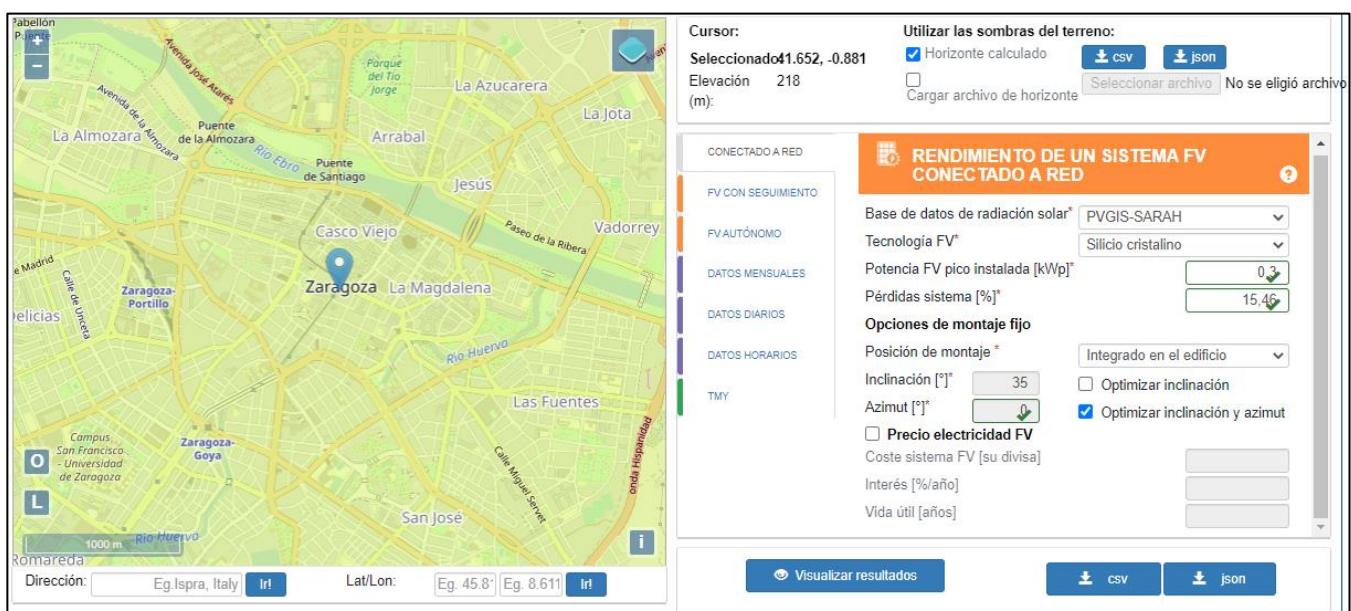


Figura 4. Interfaz del programa PVgis

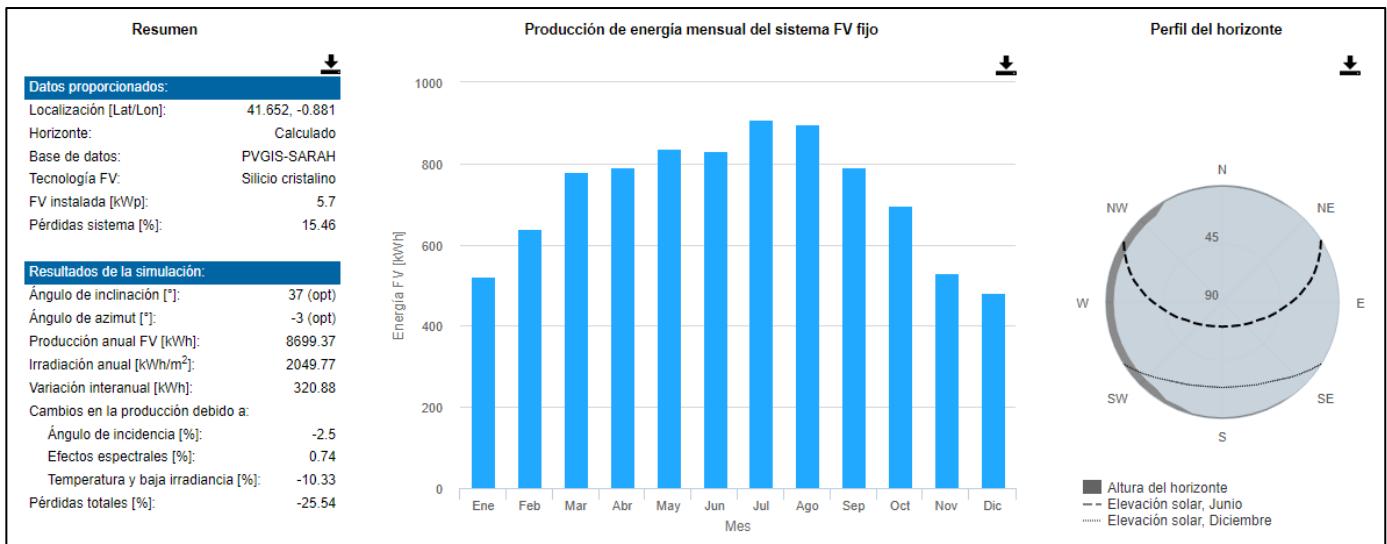


Figura 5. Producción energética para una producción de 5,7kWp

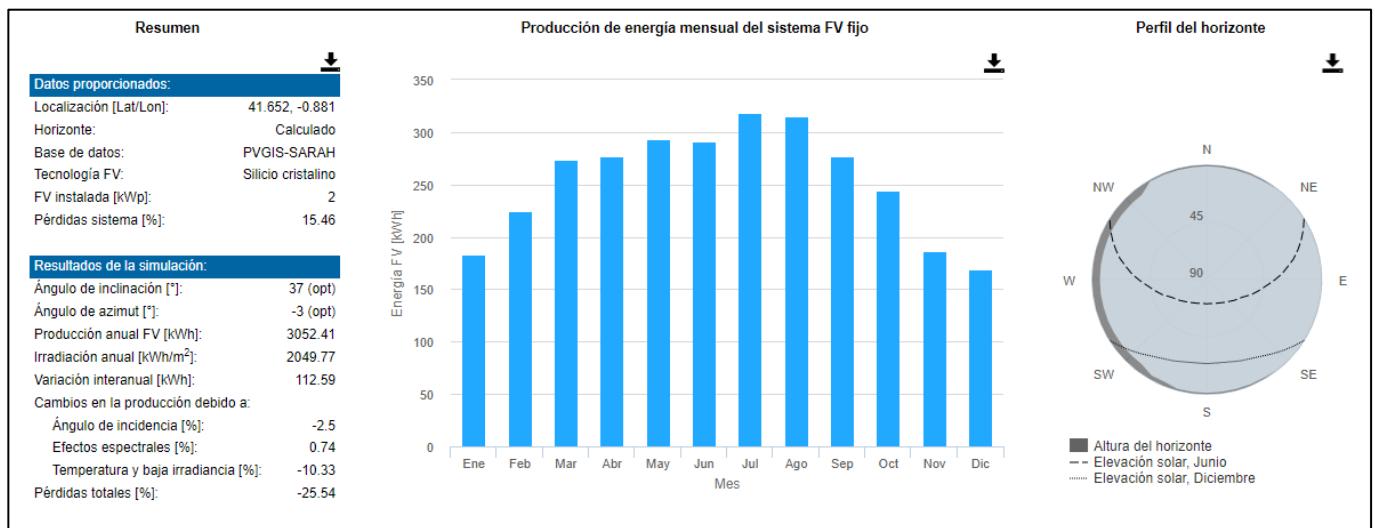


Figura 6. Producción energética para una producción de 2 kWp

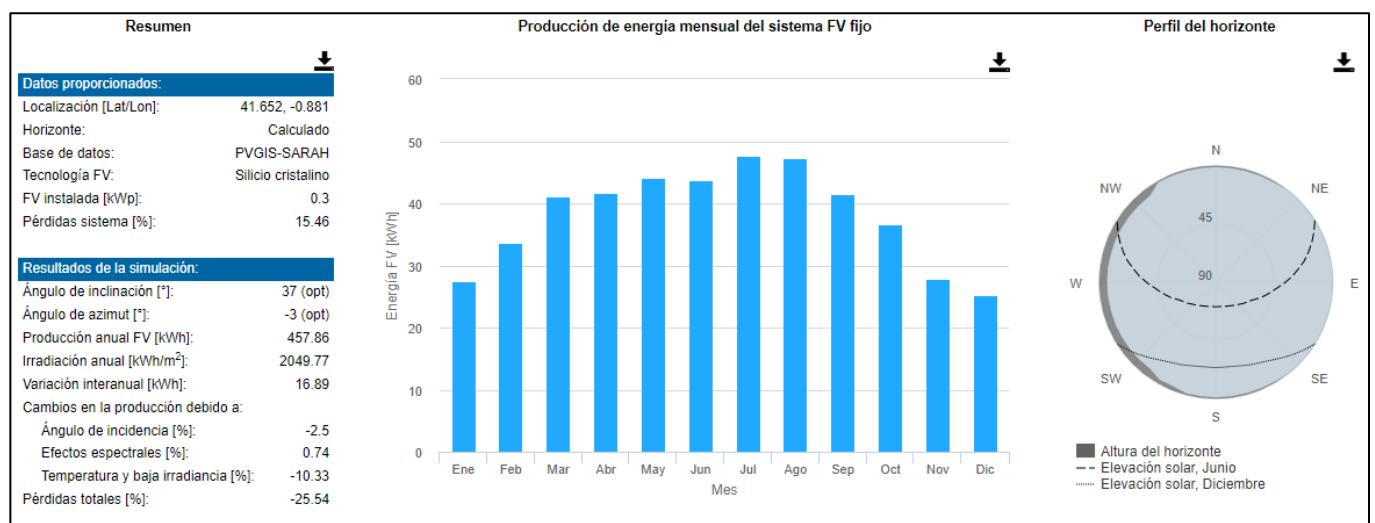


Figura 7. Producción energética para una producción de 0,3 kWp

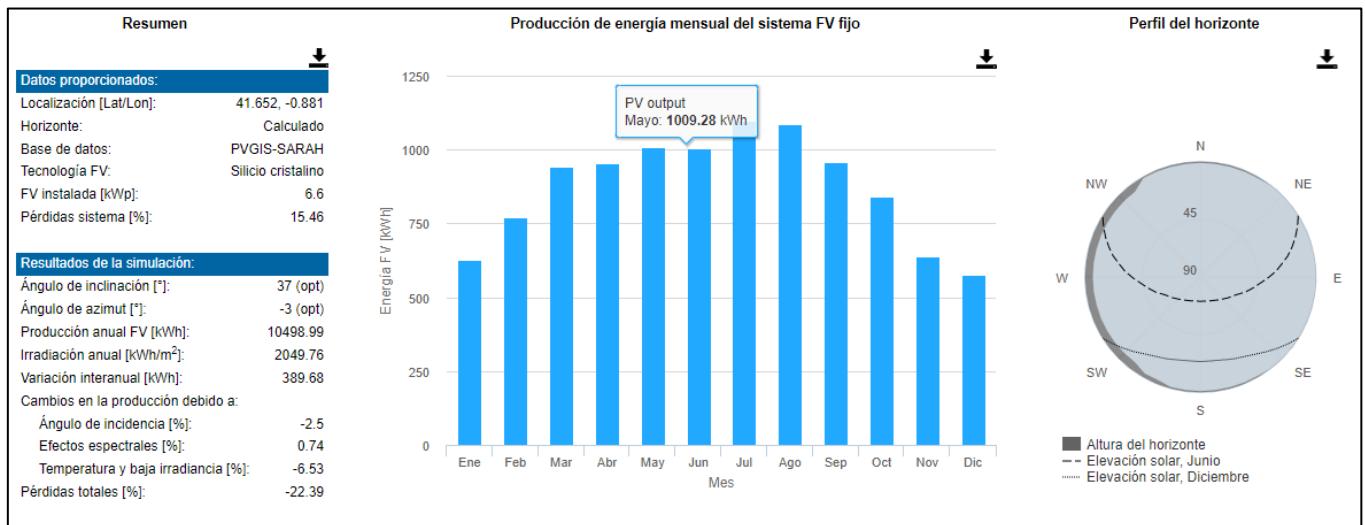


Figura 8. Producción energética para una producción de 6,6kWp

CASOS DE ESTUDIO:

Los casos de estudio en este proyecto son en los que se ha modificado la ubicación, la modalidad de autoconsumo y la demanda.

Modificación de la ubicación:

- **Ubicación:** Santander

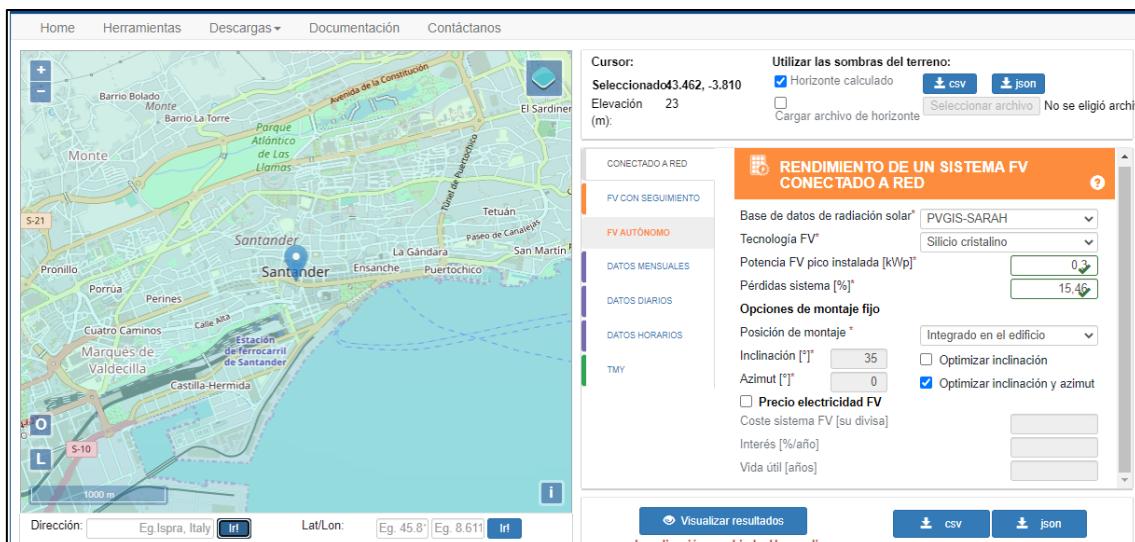


Figura 9. Ubicación de la localidad de Santander.

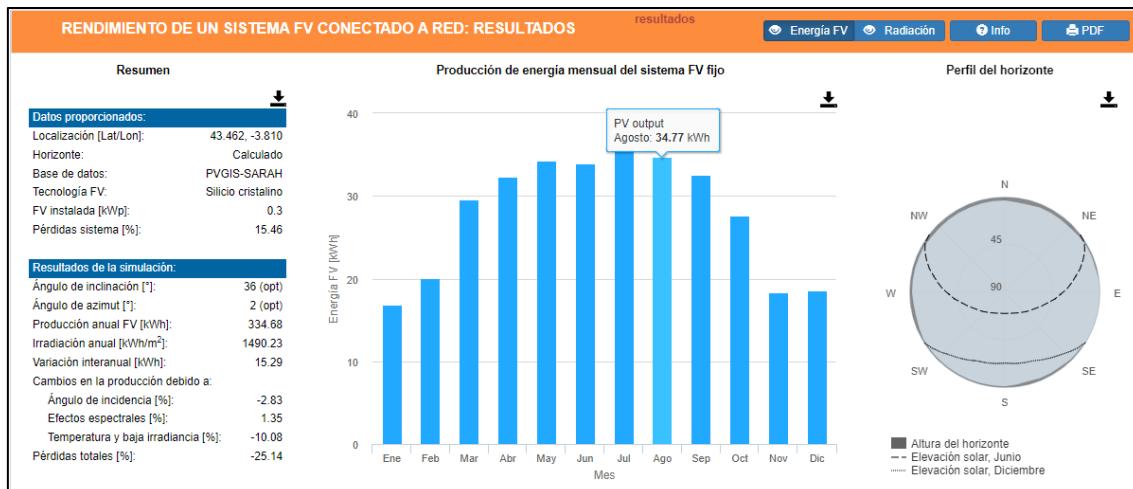


Figura 10. Producción energética de un panel SEP 300W en Santander

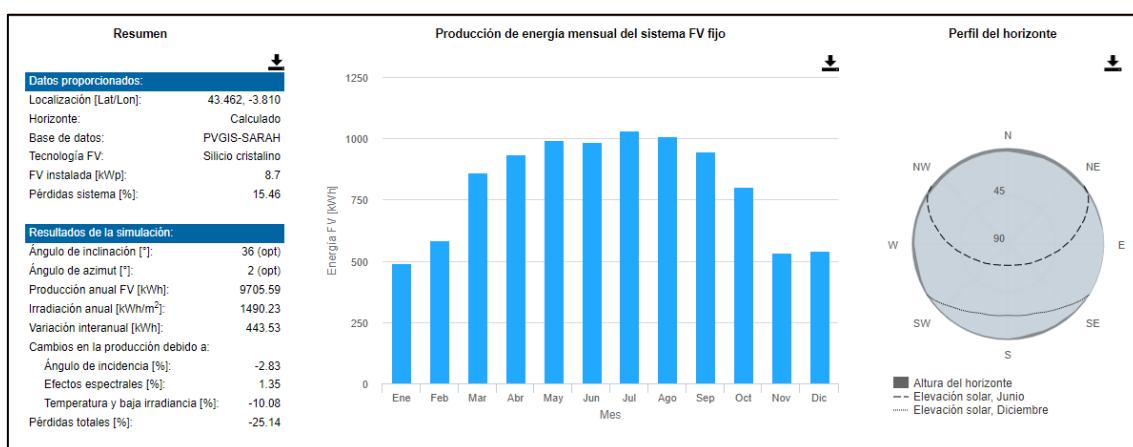


Figura 11. Producción energética para una potencia instalada de 8,7 kWp en Santander

• Ubicación: Huelva

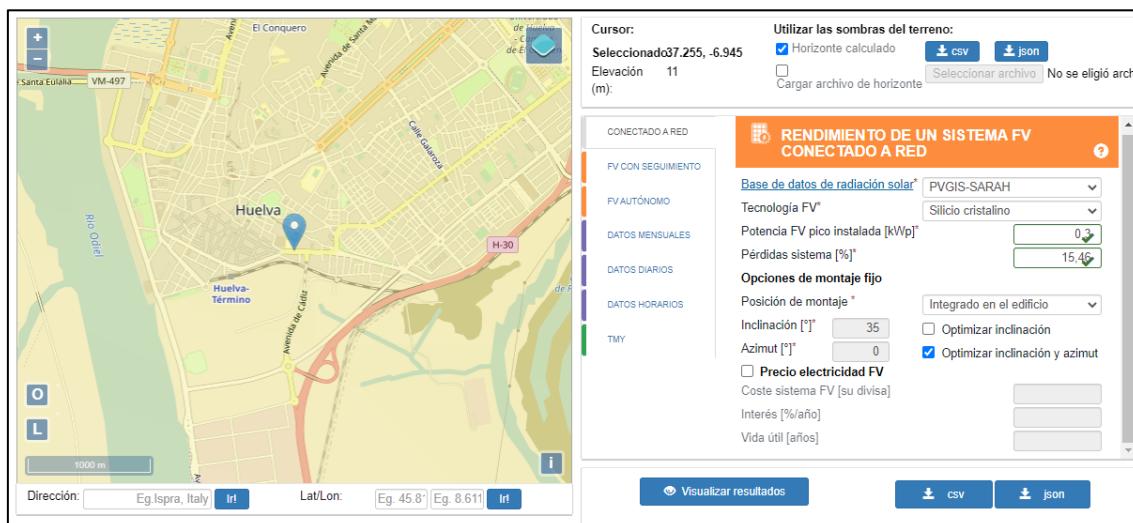


Figura 12. Ubicación de la localidad de Huelva.

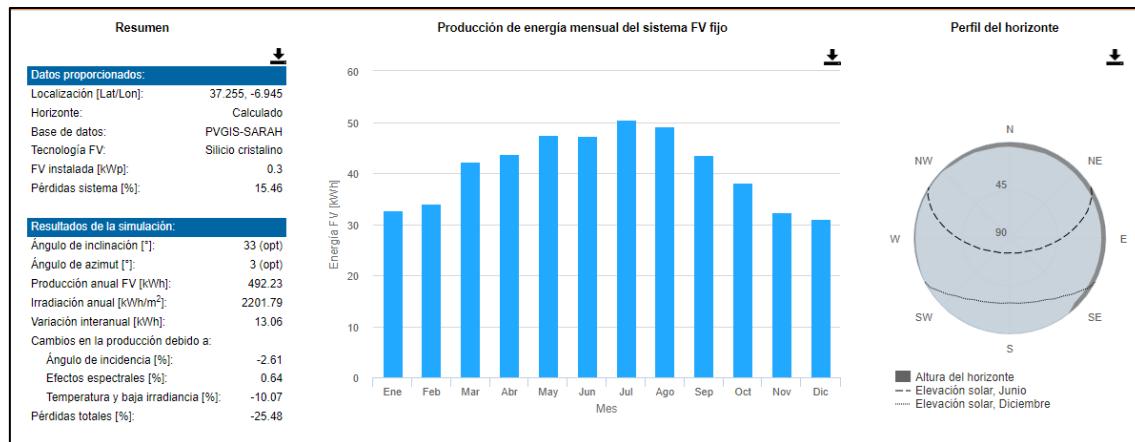


Figura 13. Producción energética de un panel SEP 300W en Huelva

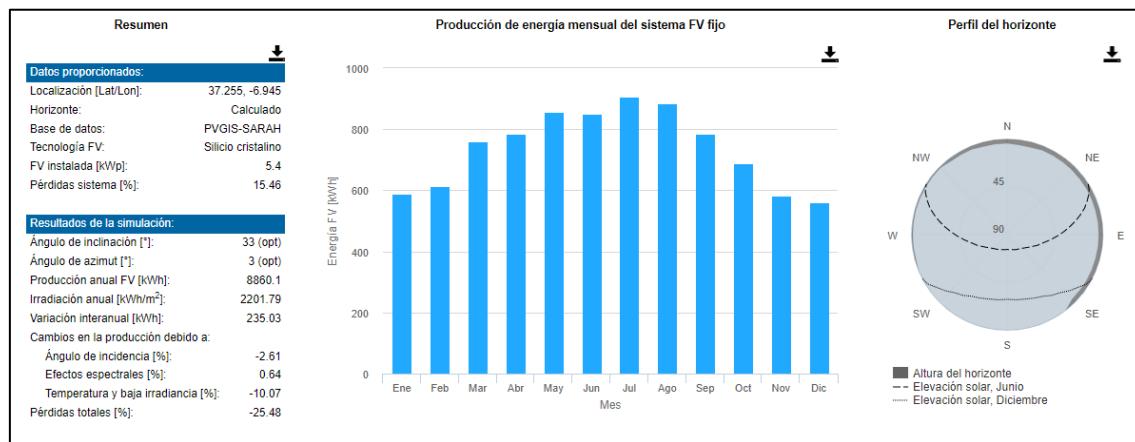


Figura 14. Producción energética para una potencia instalada de 5,4 kWp en Huelva

Modificación de la demanda:



Figura 15. Producción energética para el caso de mayor demanda en Zaragoza



Figura 16. Producción energética para el caso de menor demanda en Zaragoza

Modificación de la modalidad de autoconsumo:

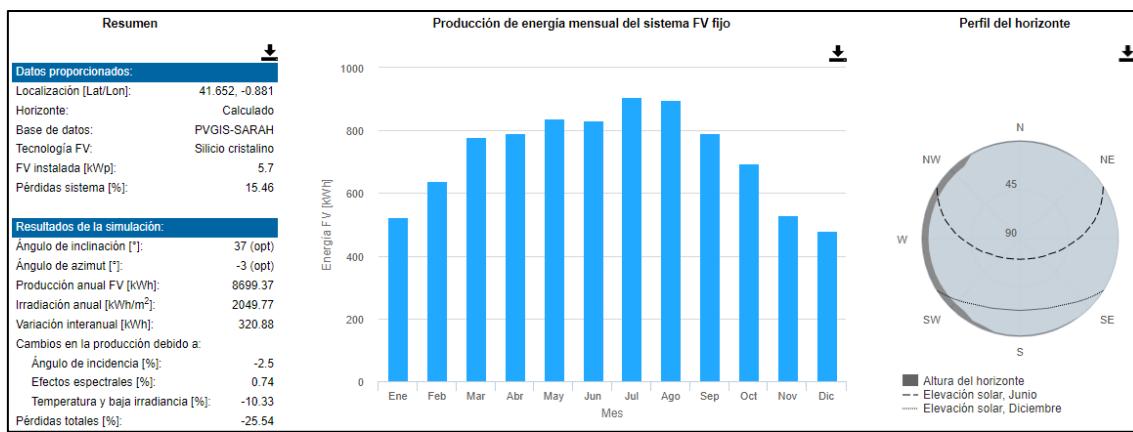


Figura 17. Producción energética para el caso de almacenamiento con baterías

ANEXO IV: INSTALACIÓN GENERAL RENOVABLE

En este anexo se recoge toda la documentación que hace posible que la instalación sea funcional desde el punto de vista técnico y también se incluye información económica de la instalación global. Se comienza a añadir la información correspondiente al caso inicial, después se añadirán aquellos aspectos de interés

CASO INICIAL:

Se explica cómo ha sido el proceso de diseño de la instalación global. Primero se selecciona el tipo de proyecto que se pretende llevar a cabo de entre las siguientes opciones:



Figura 1. Selección del tipo de proyecto a realizar

En el caso del proyecto, se escogerá la segunda opción de la imagen anterior, una vez que la seleccionemos nos pedirá que seleccionemos una ubicación para la instalación. Se ha seleccionado la ubicación de Zaragoza, más en concreto se ha escogido el barrio de Parque Venecia.

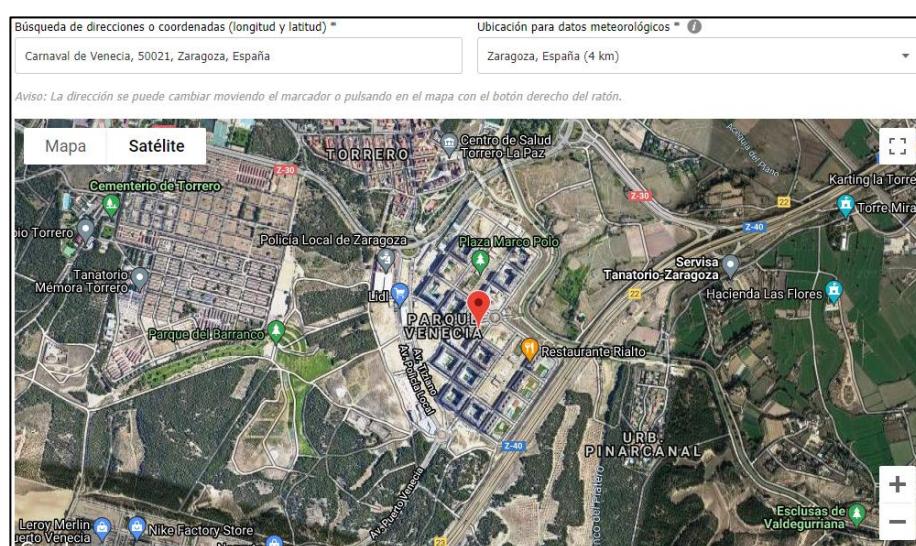


Figura 2. Situación geográfica de la instalación

A continuación, el programa nos pide añadir varios datos como por ejemplo el nivel de tensión, la conexión de red de los inversores, el tipo de vivienda, el consumo anual, etc. Cabe destacar que el programa tiene un propio perfil de carga; pero con situaciones limitadas.



Nivel de tensión * Conexión a la red de los inversores Ratio de potencia nominal mínima preferida

Baja tensión Media tensión 220V (220V / 380V) < 100 > %

Datos sobre el perfil de carga

Tipo de perfil de carga * Consumo de energía anual

Vivienda privada + Nuevo perfil de carga 10200 kWh

Perfil de carga Descripción

2 adultos (1 con trabajo), 2 hijos Vivienda privada de una familia. Uno de los padres trabaja; el otro, no. Tienen dos hijos adolescentes.

Figura 3. Datos sobre el perfil de carga



Figura 4. Tipo de vivienda del perfil de carga

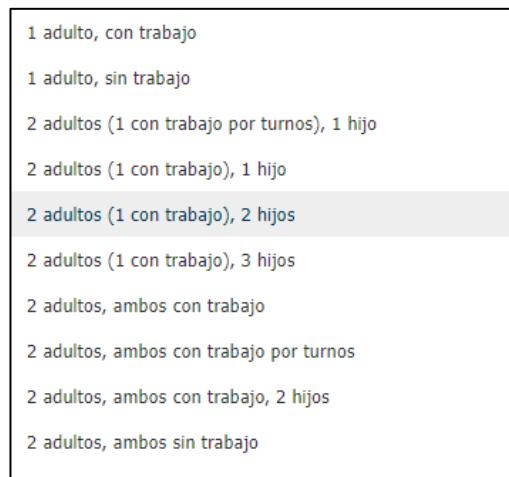


Figura 5. Tipos de convivientes del perfil de carga

Una vez que se han definido los datos del proyecto, se pasa a definir las características y el tamaño del edificio. Lo primero es seleccionar el tipo de tejado y su ubicación en el mapa.



Figura 6. Tipo de tejado y ubicación

Una vez decididas las dimensiones del tejado y la inclinación del mismo, se procede a seleccionar el tipo de módulo a instalar.

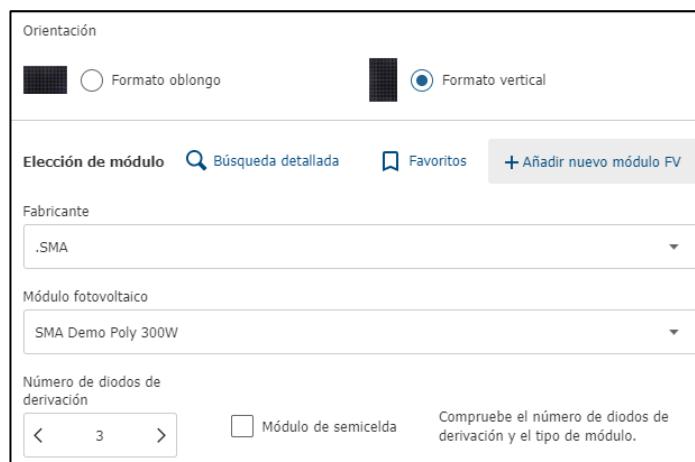


Figura 7. Selección del tipo de módulo

Ahora que se conoce cuál es el modelo y qué orientación se quiere que tenga en el tejado. Se termina de ajustar el número de paneles que se desea y se juega con el espacio entre paneles para terminar de ajustar los paneles dentro del área disponible.

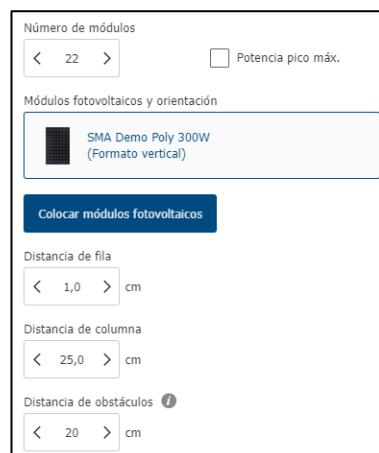


Figura 8. Selección del número de módulos y distribución espacial

A continuación, se muestra un resumen de lo que se ha diseñado hasta ahora para el caso inicial:

Esquema de módulo	Nombre	Fabricante/Módulo fotovoltaico/Equipo electrónico de módulos	Número de módulos FV/potencia pico
	1 Edificio 1: Casa familiar (Sur) 0 ° 35 °	.SMA SMA Demo Poly 300W	22 módulos FV 6,60 kWp

Figura 9. Resumen de la documentación y el diseño de la instalación

El siguiente paso es escoger el inversor de la instalación, en el proyecto se ha comentado que es el TRIPOWER de 6kW de la marca SMA, SUNNY. Se adjunta una imagen y sus especificaciones:

Technical data	Sunny Tripower 5.0 Smart Energy	Sunny Tripower 6.0 Smart Energy	Sunny Tripower 8.0 Smart Energy	Sunny Tripower 10.0 Smart Energy
Input [PV DC]				
Max. PV array power	7500 Wp	9000 Wp	12000 Wp	15000 Wp
Max. input voltage	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V
MPP voltage range	210 V to 800 V	250 V to 800 V	330 V to 800 V	280 V to 800 V
Rated input voltage		600 V		
Min. input voltage / initial input voltage		150 V / 180 V		
Max. input current input A / input B	12.5 A / 12.5 A		12.5 A / 25 A	
Max. DC short-circuit current input A / input B	20 A / 20 A		20 A / 40 A	
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2/A; 1; B: 1		2/A; 1; B: 2	
Battery connection				
Battery type		Lithium-ion ¹⁾		
Voltage range		150 V to 600 V		
Max. charging current / max. discharging current		30 A ²⁾ / 30 A ²⁾		
Number of connectable batteries		1		
Max. charging power / max. discharging power ³⁾	7500 W / 6000 W	9000 W / 7200 W	10600 W / 10600 W	
AC connection				
Rated power [at 230 V, 50 Hz]	5000 W	6000 W	8000 W	10000 W
Max. apparent AC power	5000 VA	6000 VA	8000 VA	10000 VA
Nominal AC voltage		3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V		
AC voltage range		156 V to 277 V		
AC power frequency/range		50 Hz / 45 Hz to 55 Hz 50 Hz/230 V		
Rated grid frequency / rated grid voltage				
Rated output current	3 x 7.3 A	3 x 8.7 A	3 x 11.6 A	3 x 14.5 A
Max. output current	3 x 7.6 A	3 x 9.1 A	3 x 12.1 A	3 x 15.2 A
Power factor at rated power / adjustable displacement power factor		1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited		
Feed-in phases/connection phases		3/3		
Efficiency				
Max. efficiency / European Efficiency	98.2% / 97.3%	98.2% / 97.5%	98.2% / 97.8%	98.1% / 97.5%
Output [AC backup] during on-grid mode				
Max. connectable power for backup load		13800 W		
Max. output current for backup load		3 x 20 A		
Output [AC backup] during off-grid mode				
Rated power 1~/3~ [at 230 V, 50 Hz]	1660 W / 5000 W	2000 W / 6000 W	2660 W / 8000 W	3330 W / 10000 W
Max. apparent AC power	5000 VA	6000 VA	8000 VA	10000 VA
Output power / output apparent power < 5 min	6000 W / 6000 VA	7200 W / 7200 VA	12000 W / 12000 VA	
Output power / output apparent power < 10 s		10000 W / 10000 VA	12000 W / 12000 VA	
Nominal AC voltage		3 / N / PE; 230 V / 400 V		
AC grid frequency		50 Hz		
Tariff switching to backup mode		30 ms to 10 s [adjustable]		
Protective devices				
Input-side disconnection point [PV DC]		•		
Ground fault monitoring / grid monitoring		• / •		
DC reverse polarity protection / AC short circuit current capability / galvanically isolated		• / • / -		
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit		•		
Protection class (according to IEC 61140)		I		
Oversupply category (according to IEC 60664-1) grid/battery/PV		II / II / II		
SPD		DC type II / AC type II		

Figura 10. Especificaciones técnicas del inversor fotovoltaico



Figura 11. Imagen del inversor

A continuación, se adjuntarán los resultados obtenidos de la simulación que ha realizado el software sunnydesign. Esta simulación incluye resultados económicos, energéticos y técnicos.

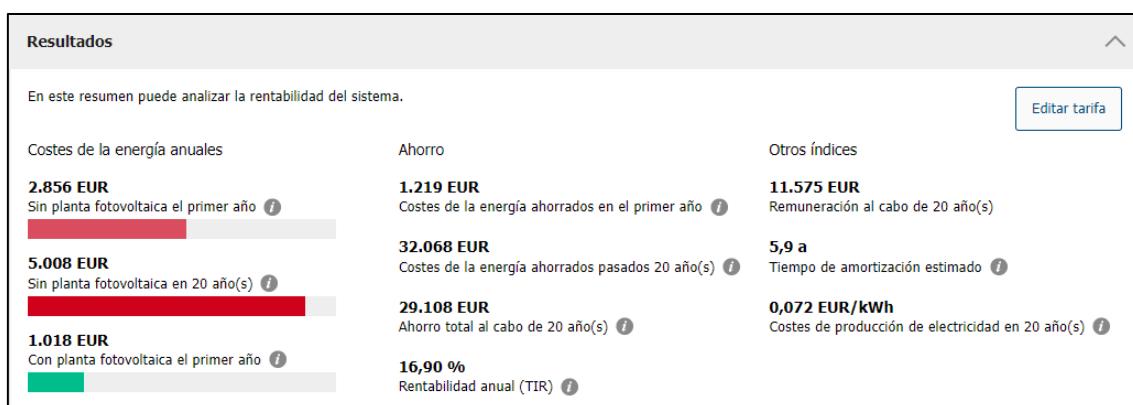


Figura 12. Resultados de la simulación del caso inicial (I)

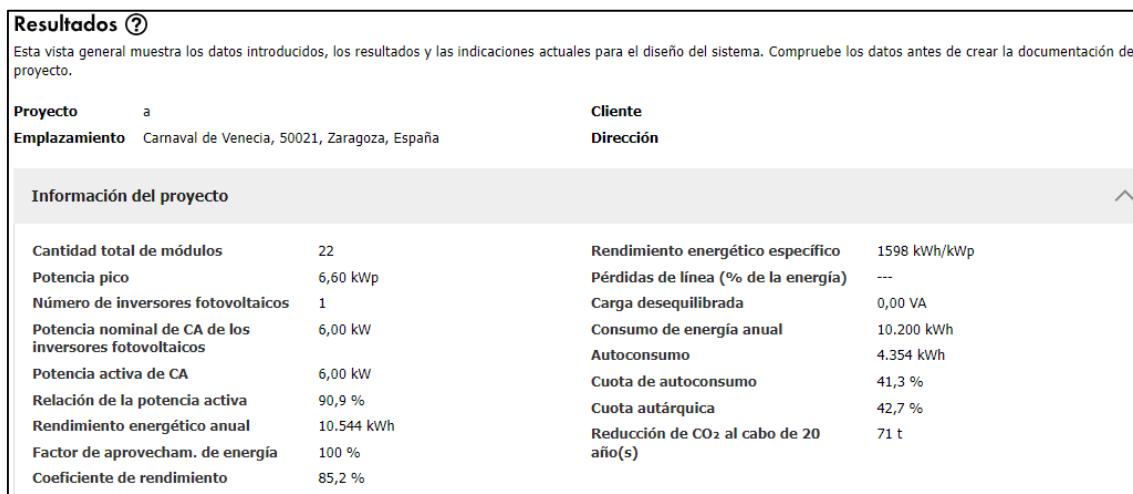


Figura 13. Resultados de la simulación del caso inicial (II)



Figura 14. Resultados de la simulación del caso inicial (III)

Costes	
Planta FV	8.580,00 EUR
Otros costes	1.780,00 EUR
Inversión total	10.360,00 EUR
Índices	
Costes de la energía ahorrados en el primer año ⓘ	1.219 EUR
Ahorro total al cabo de 20 año(s) ⓘ	29.108 EUR
Costes de la energía ahorrados pasados 20 año(s) ⓘ	32.068 EUR
Tiempo de amortización estimado ⓘ	5,9 a
Reducción de CO ₂ al cabo de 20 año(s)	71 t

Figura 15. Costes totales de la instalación fotovoltaica

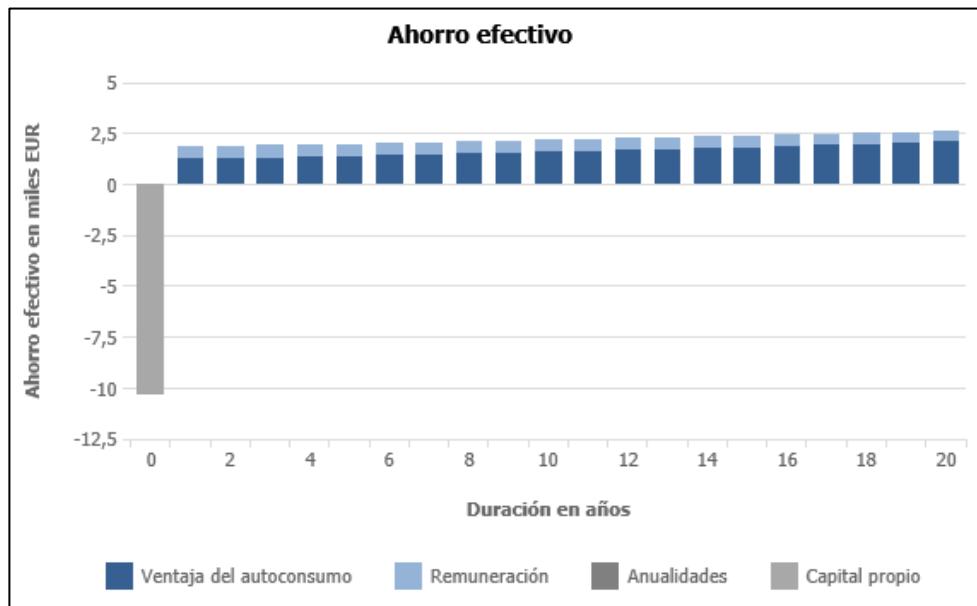


Figura 16. Ahorro por año

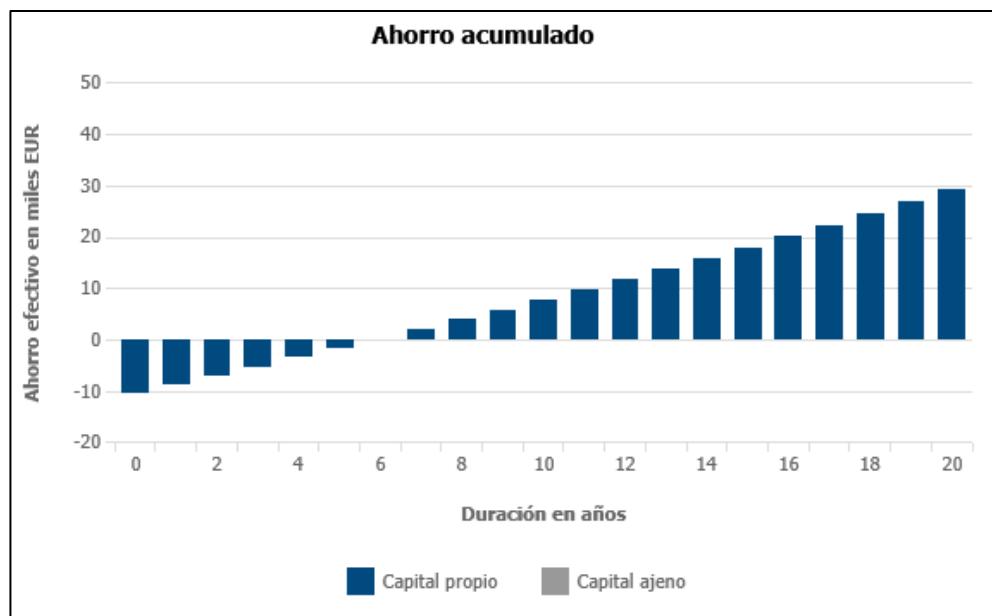


Figura 17. Ahorro acumulado

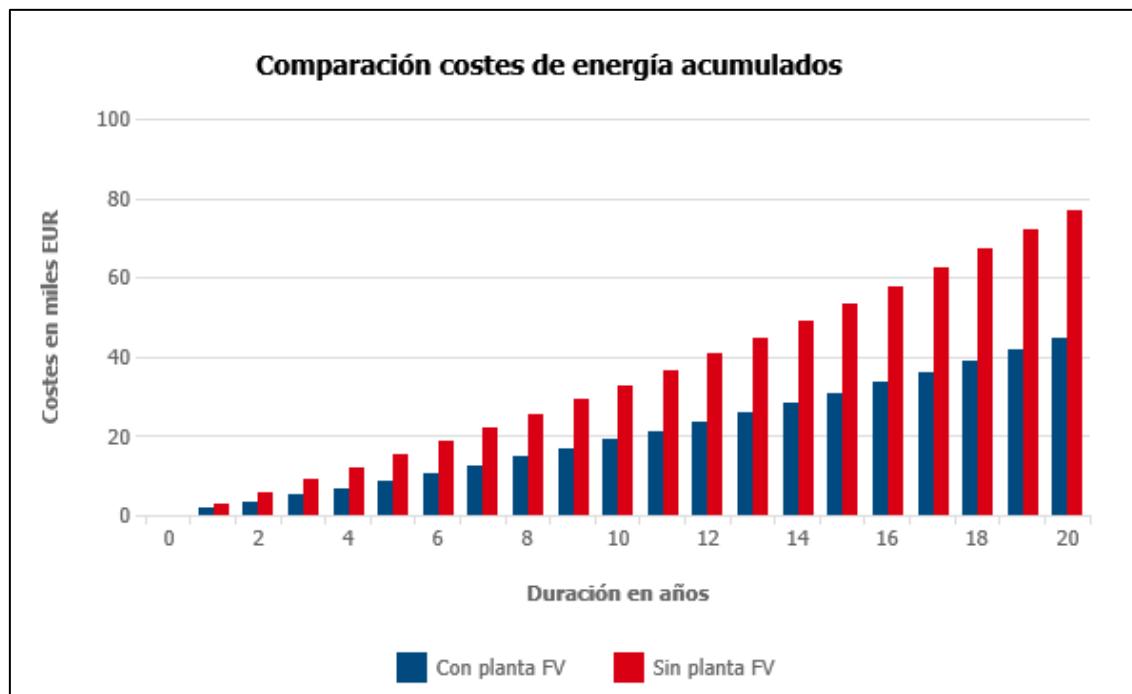


Figura 18. Comparación entre los costes de la energía con y sin FV

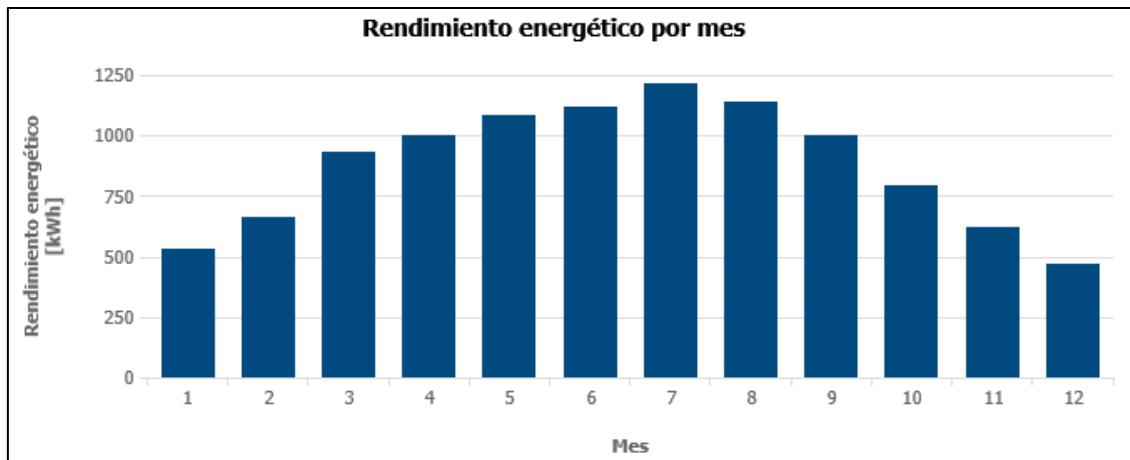


Figura 19. Producción energética por mes

Si se compara la producción energética con la obtenida por el programa PVgis en el Anexo III, es ligeramente superior la de esta simulación; pero el comportamiento de la curva en ambas simulaciones es el mismo.

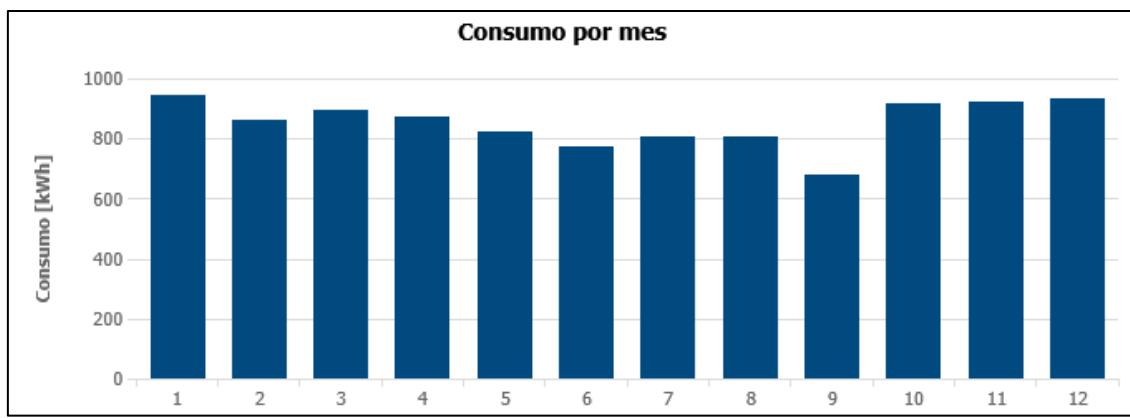


Figura 20. Consumo de la vivienda cada mes

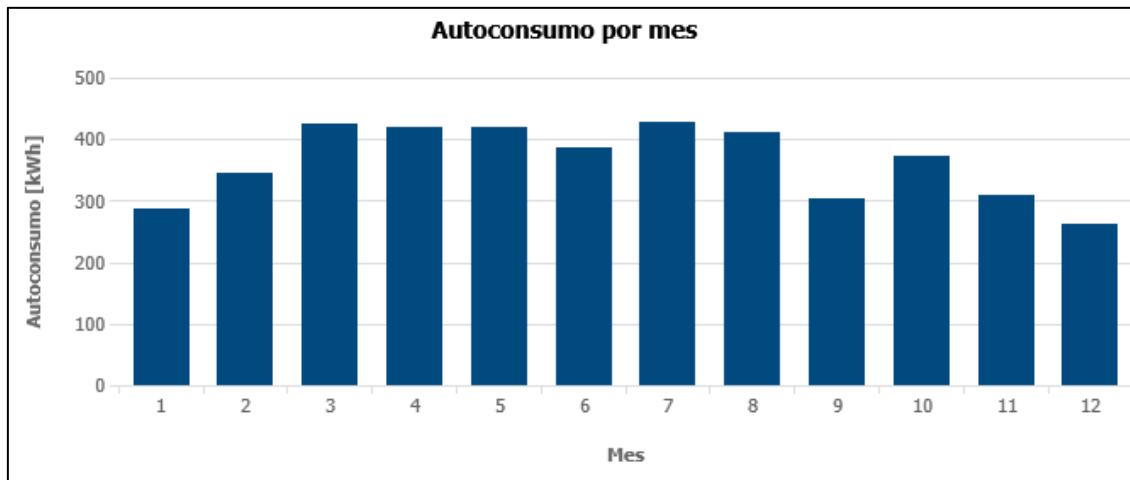


Figura 21. Autoconsumo mensual de la vivienda

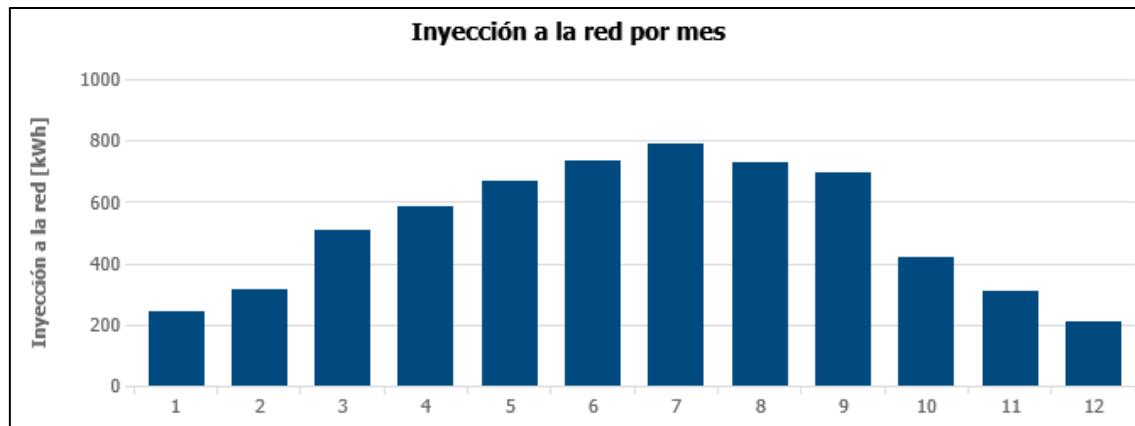


Figura 22. Inyección a la red mensual de la vivienda

CASOS DE ESTUDIO:

Los casos de estudio en este proyecto son en los que se ha modificado la ubicación, la modalidad de autoconsumo y la demanda.

Modificación de la ubicación:

- **Ubicación:** Santander

Generadores FV

Aquí puede realizar el diseño de generadores fotovoltaicos a través de una planificación visual del tejado o llevar a cabo una planificación manual.

[Eliminar la planificación del tejado](#)

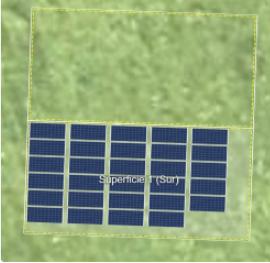
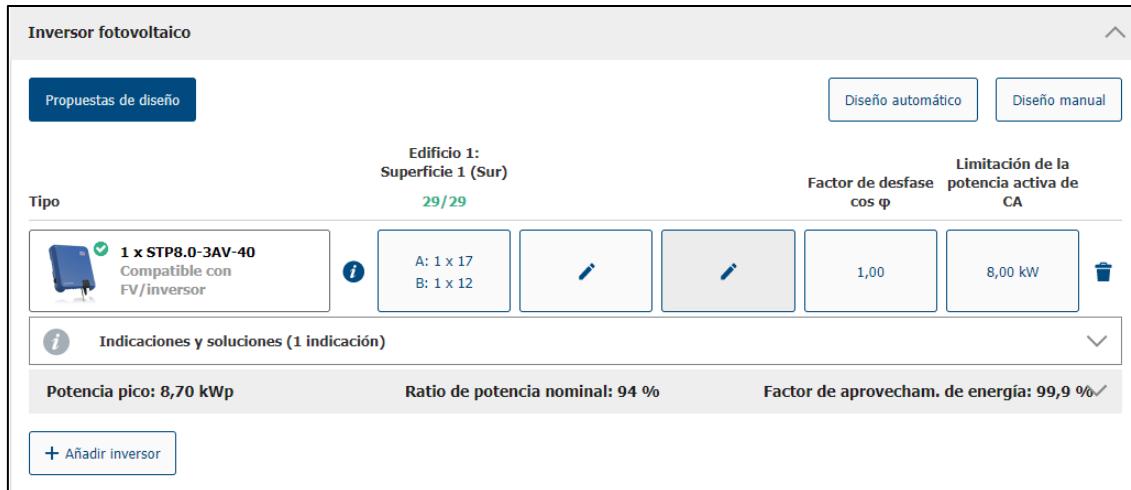
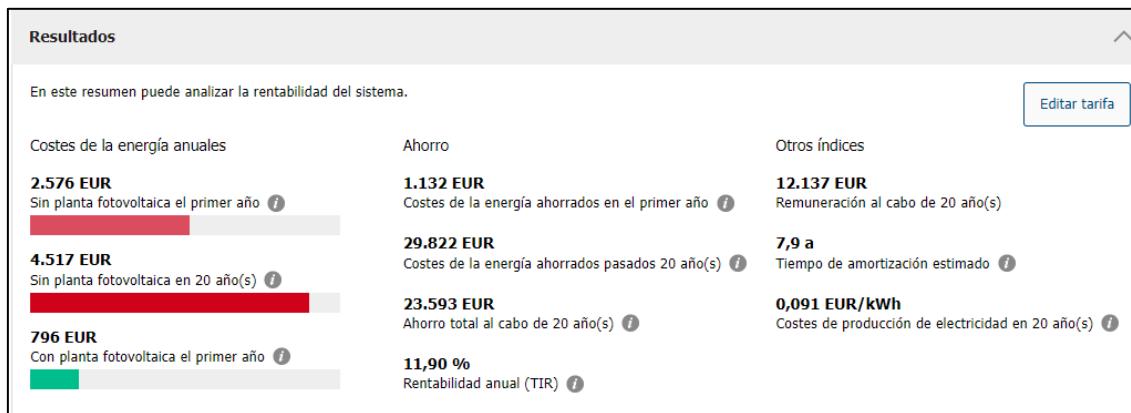
Esquema de módulo	Nombre	Fabricante/Módulo fotovoltaico/Equipo electrónico de módulos	Número de módulos FV/potencia pico
	Edificio 1: Superficie 1 (Sur)  2 °  35 °	.SMA SMA Demo Poly 300W	29 módulos FV 8,70 kwp

Figura 23. Resumen de la documentación y el diseño de la instalación



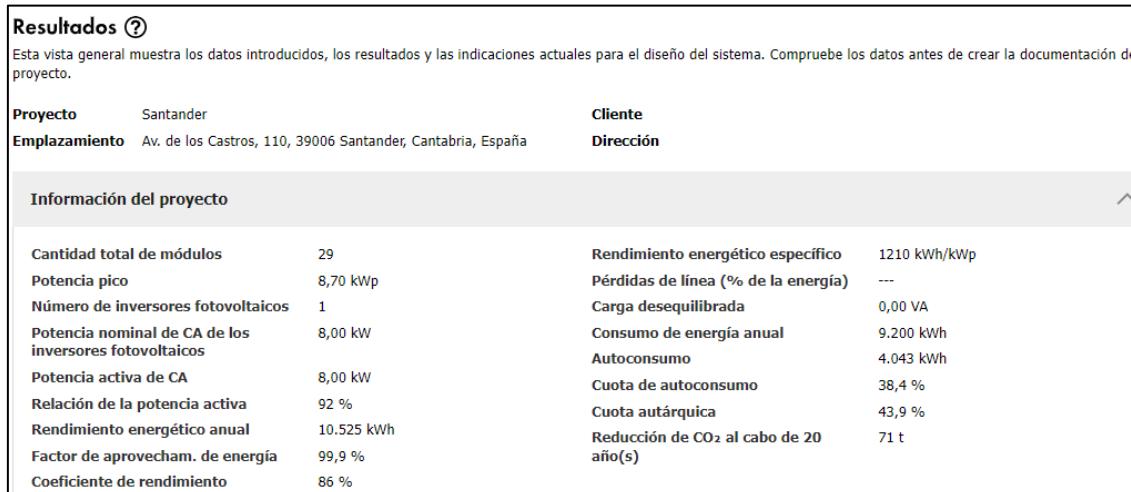
The screenshot shows the 'Inversor fotovoltaico' (Solar Inverter) section of the software. It displays a configuration for 'Edificio 1: Superficie 1 (Sur)' with a total of 29 modules. The selected inverter is the '1 x STP8.0-3AV-40' model, which is compatible with the PV/inverter. The configuration includes two phases (A: 1 x 17, B: 1 x 12), a power factor of 1,00, and a limit of 8,00 kW. Below the configuration, it shows a summary: 'Potencia pico: 8,70 kWp', 'Ratio de potencia nominal: 94 %', and 'Factor de aprovecham. de energía: 99,9 %'. A button '+ Añadir inversor' (Add Inverter) is visible at the bottom.

Figura 24. Inversor de la instalación, TRIPOWER de 8kW de la marca SMA, SUNNY.



The screenshot shows the 'Resultados' (Results) section of the software. It compares three scenarios: 'Sin planta fotovoltaica el primer año' (No PV plant the first year), 'Sin planta fotovoltaica en 20 año(s)' (No PV plant in 20 years), and 'Con planta fotovoltaica el primer año' (With PV plant the first year). The results include costs, savings, and other indices. For example, the first year cost is 2.576 EUR, while the first year savings are 1.132 EUR. The total cost over 20 years is 4.517 EUR, and the total savings are 29.822 EUR. The annual return is 11,90 %.

Figura 25. Resultados de la simulación de la ubicación Santander (I)



The screenshot shows the 'Resultados' (Results) section of the software for Santander. It provides a general overview of the project details, including the project name (Santander), location (Av. de los Castros, 110, 39006 Santander, Cantabria, España), and client information. Below this, the 'Información del proyecto' (Project Information) section lists various parameters such as the number of modules (29), peak power (8,70 kWp), and specific energy yield (1210 kWh/kWp).

Figura 26. Resultados de la simulación de la ubicación Santander (II)

Costes	
Planta FV	11.310,00 EUR
Otros costes	1.780,00 EUR
Inversión total	13.090,00 EUR
Índices	
Costes de la energía ahorrados en el primer año ⓘ	1.132 EUR
Ahorro total al cabo de 20 año(s) ⓘ	23.593 EUR
Costes de la energía ahorrados pasados 20 año(s) ⓘ	29.822 EUR
Tiempo de amortización estimado ⓘ	7,9 a
Reducción de CO ₂ al cabo de 20 año(s)	71 t

Figura 27. Costes totales de la instalación global en Santander

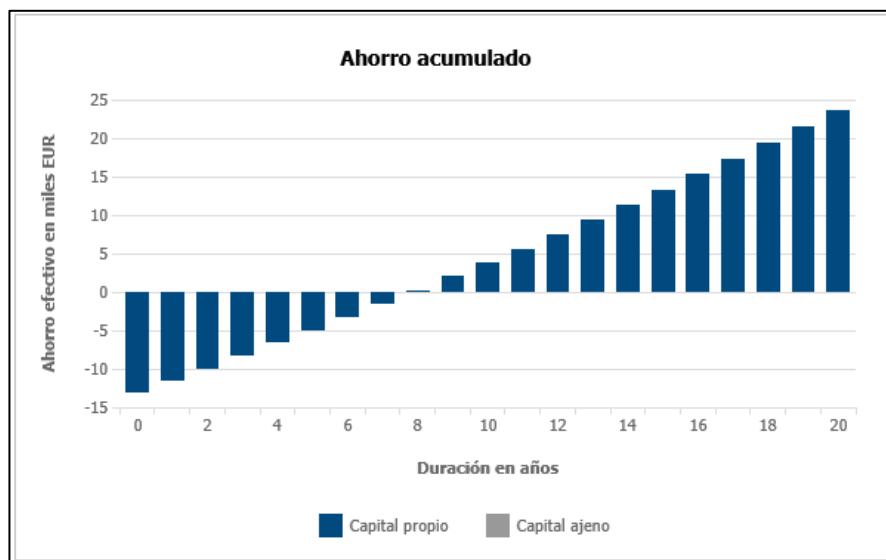


Figura 28. Ahorro acumulado con la ubicación en Santander

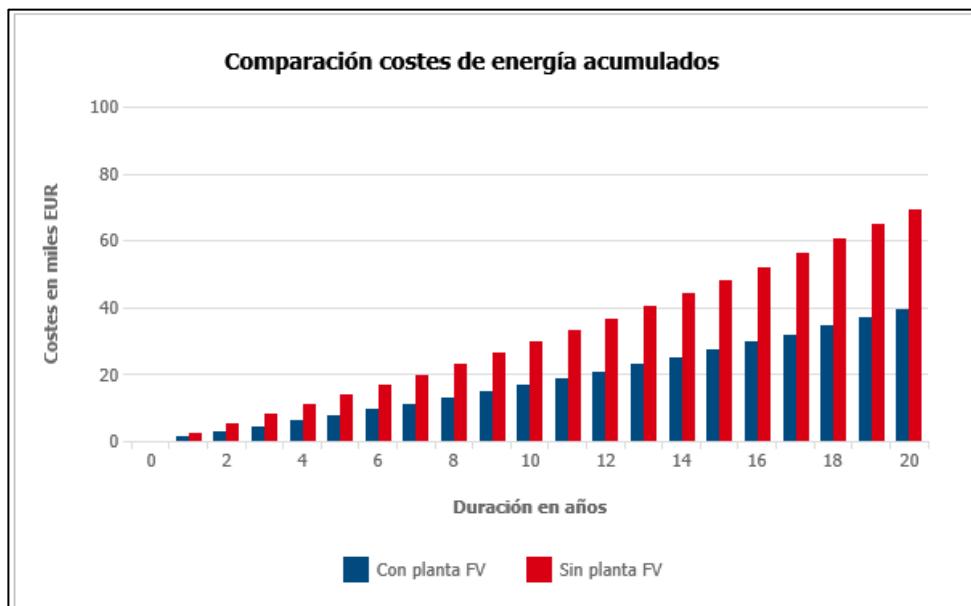


Figura 29. Comparación entre los costes de la energía con y sin FV en Santander

- **Ubicación:** Huelva

Generadores FV

Aquí puede realizar el diseño de generadores fotovoltaicos a través de una planificación visual del tejado o llevar a cabo una planificación manual.

Eliminar la planificación del tejado

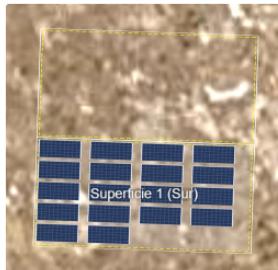
Esquema de módulo	Nombre	Fabricante/Módulo fotovoltaico/Equipo electrónico de módulos	Número de módulos FV/potencia pico
	1 Edificio 1: Superficie 1 (Sur) 2 ° 36 °	.SMA SMA Demo Poly 300W	18 módulos FV 5,40 kWp

Figura 30. Resumen de la documentación y el diseño de la instalación

Inversor fotovoltaico

Propuestas de diseño

Diseño automático **Diseño manual**

Edificio 1: Superficie 1 (Sur) 18/18

Tipo	Factor de desfase cos φ	Limitación de la potencia activa de CA
 1 x STP5.0-3AV-40 Compatible con FV/inversor	i A: 1 x 9 B: 1 x 9	1,00 5,00 kW

Indicaciones y soluciones (1 indicación)

Potencia pico: 5,40 kWp **Ratio de potencia nominal: 96 %** **Factor de aprovecham. de energía: 100 %**

+ Añadir inversor

Figura 31. Inversor de la instalación, TRIPOWER de 5kW de la marca SMA, SUNNY.

Resultados

En este resumen puede analizar la rentabilidad del sistema.

Costes de la energía anuales **Ahorro** **Otros índices**

2.576 EUR Sin planta fotovoltaica el primer año	1.174 EUR Costes de la energía ahorrados en el primer año	10.729 EUR Remuneración al cabo de 20 año(s)
4.517 EUR Sin planta fotovoltaica en 20 año(s)	30.877 EUR Costes de la energía ahorrados pasados 20 año(s)	5,3 a Tiempo de amortización estimado
828 EUR Con planta fotovoltaica el primer año	29.258 EUR Ahorro total al cabo de 20 año(s)	0,065 EUR/kWh Costes de producción de electricidad en 20 año(s)
	19,30 % Rentabilidad anual (TIR)	

Editar tarifa

Figura 32. Resultados de la simulación de la ubicación Huelva (I)

Resultados			
Esta vista general muestra los datos introducidos, los resultados y las indicaciones actuales para el diseño del sistema. Compruebe los datos antes de crear la documentación del proyecto.			
Proyecto	Huelva	Cliente	
Emplazamiento	Solar PAU1 Ensanche Sur, 27, 21001, Huelva, España	Dirección	
Información del proyecto			
Cantidad total de módulos	18	Rendimiento energético específico	1840 kWh/kWp
Potencia pico	5,40 kWp	Pérdidas de línea (% de la energía)	---
Número de inversores fotovoltaicos	1	Carga desequilibrada	0,00 VA
Potencia nominal de CA de los inversores fotovoltaicos	5,00 kW	Consumo de energía anual	9.200 kWh
Potencia activa de CA	5,00 kW	Autoconsumo	4.194 kWh
Relación de la potencia activa	92,6 %	Cuota de autoconsumo	42,2 %
Rendimiento energético anual	9.934 kWh	Cuota autárquica	45,6 %
Factor de aprovecham. de energía	100 %	Reducción de CO ₂ al cabo de 20 año(s)	67 t
Coeficiente de rendimiento	84,4 %		

Figura 33. Resultados de la simulación de la ubicación Huelva (II)

Costes	
Planta FV	7.020,00 EUR
Otros costes	1.780,00 EUR
Inversión total	8.800,00 EUR
Índices	
Costes de la energía ahorrados en el primer año	1.174 EUR
Ahorro total al cabo de 20 año(s)	29.258 EUR
Costes de la energía ahorrados pasados 20 año(s)	30.877 EUR
Tiempo de amortización estimado	5,3 a
Reducción de CO ₂ al cabo de 20 año(s)	67 t

Figura 34. Costes totales de la instalación global en Huelva

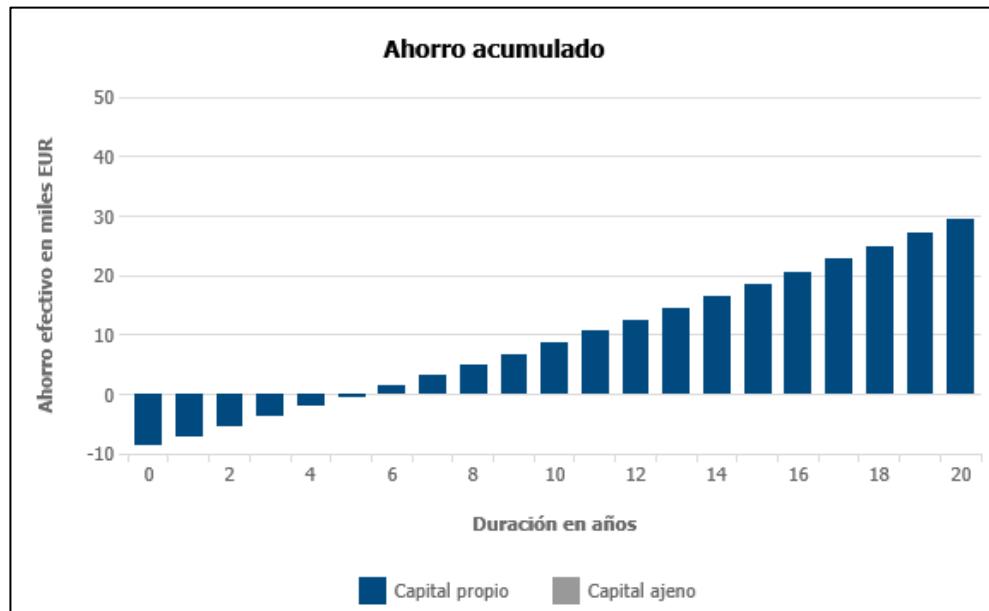


Figura 35. Ahorro acumulado con la ubicación en Huelva

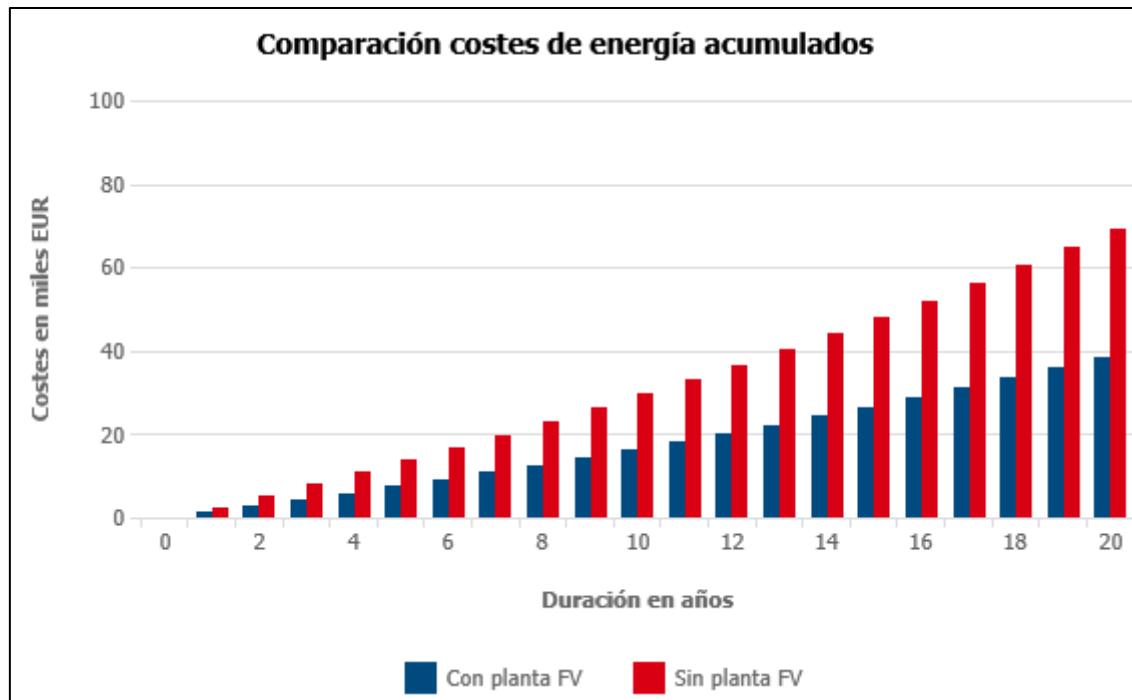


Figura 36. Comparación entre los costes de la energía con y sin FV en Huelva

Modificación de la demanda:

- **Consumo caso A:** Familia con 3 hijos, el padre y la madre trabajan fuera de casa ambos.

Generadores FV

Aquí puede realizar el diseño de generadores fotovoltaicos a través de una planificación visual del tejado o llevar a cabo una planificación manual.

Eliminar la planificación del tejado

Esquema de módulo	Nombre	Fabricante/Módulo fotovoltaico/Equipo electrónico de módulos	Número de módulos FV/potencia pico
	1 Edificio 1: Superficie 1 (Sur)	3 ° 32 ° .SMA SMA Demo Poly 300W	30 módulos FV 9,00 kWp

Figura 37. Resumen de la documentación y el diseño de la instalación

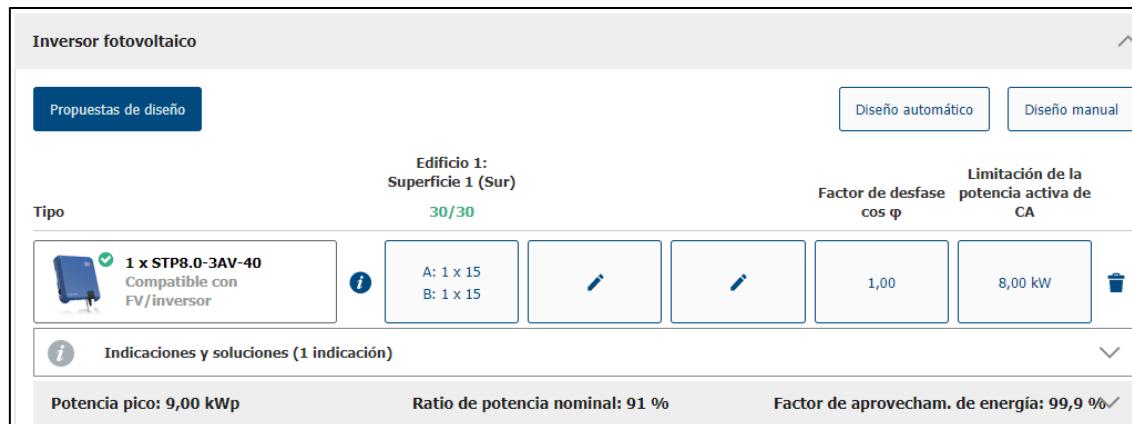


Figura 38. Inversor de la instalación, TRIPOWER de 8kW de la marca SMA, SUNNY.

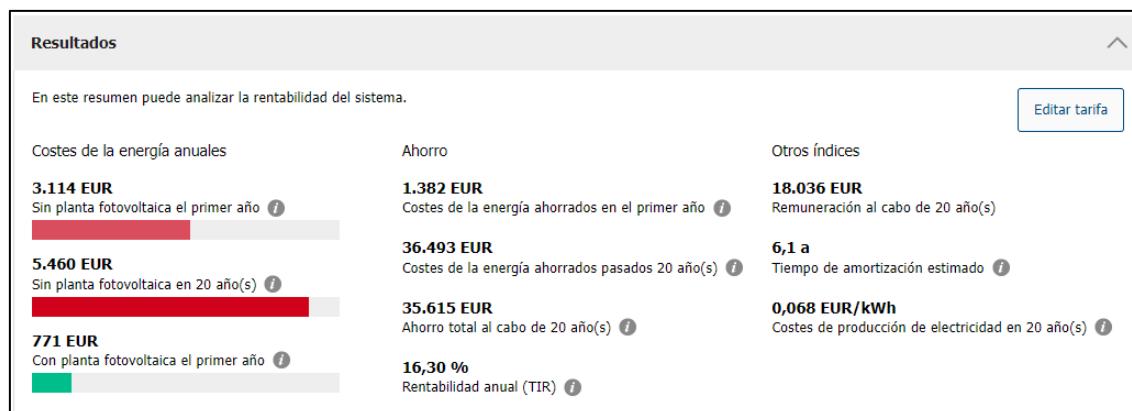


Figura 39. Resultados de la simulación del caso de mayor demanda (I)

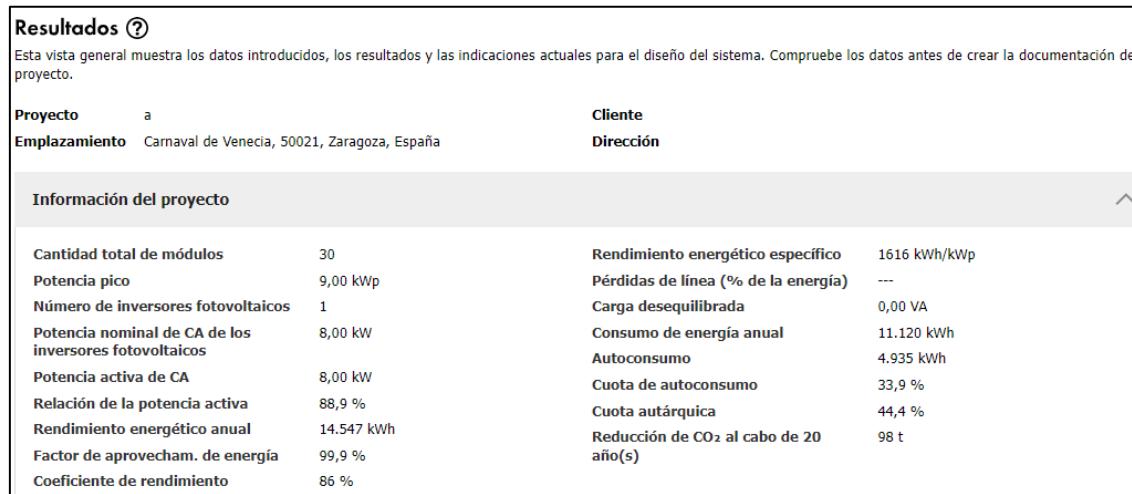


Figura 40. Resultados de la simulación del caso de mayor demanda (II)

Costes	
Planta FV	11.700,00 EUR
Otros costes	1.780,00 EUR
Inversión total	13.480,00 EUR
Índices	
Costes de la energía ahorrados en el primer año ⓘ	1.382 EUR
Ahorro total al cabo de 20 año(s) ⓘ	35.615 EUR
Costes de la energía ahorrados pasados 20 año(s) ⓘ	36.493 EUR
Tiempo de amortización estimado ⓘ	6,1 a
Reducción de CO ₂ al cabo de 20 año(s)	98 t

Figura 41. Costes totales de la instalación global para el caso de mayor demanda

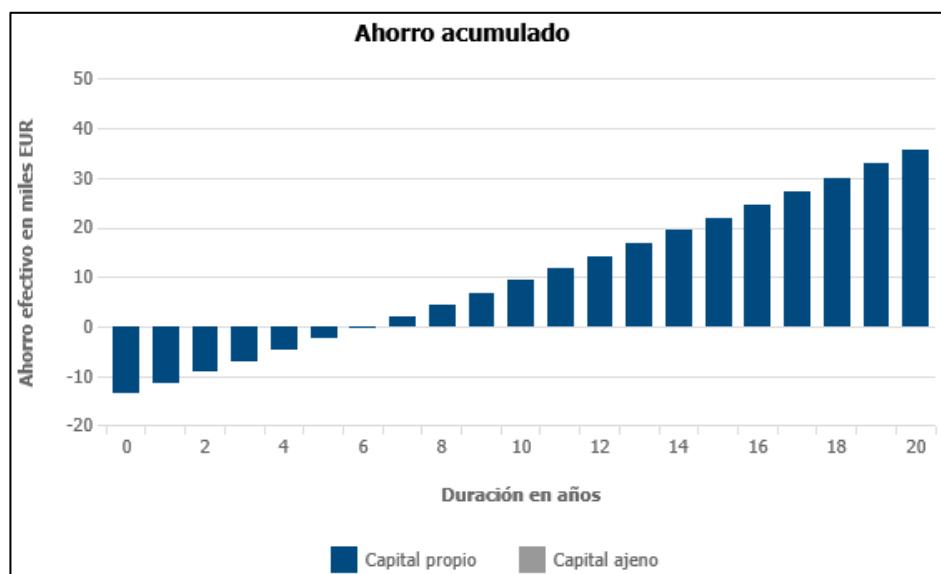


Figura 42. Ahorro acumulado para el caso de mayor demanda energética

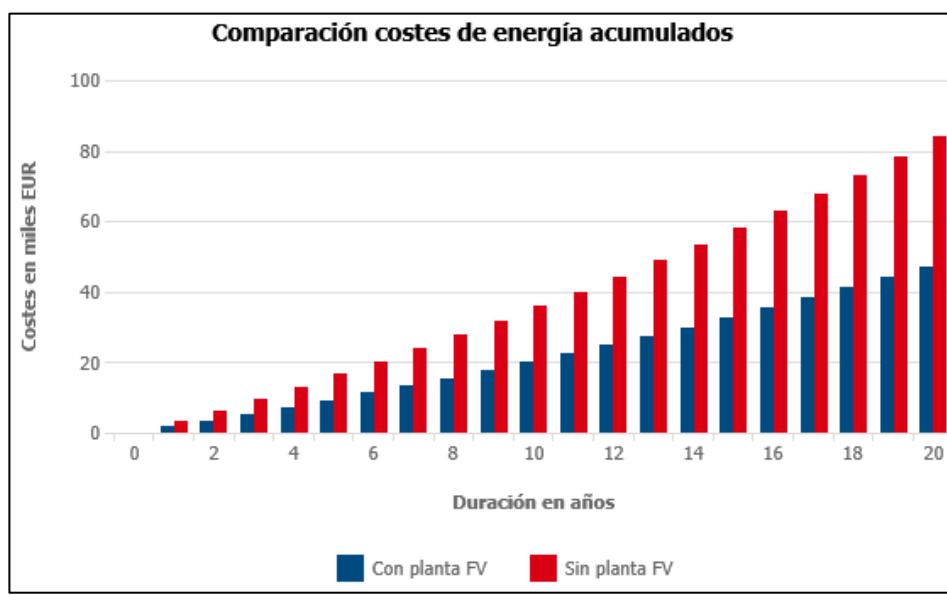


Figura 43. Comparación entre los costes de la energía con y sin FV para el caso de mayor demanda

- **Consumo caso B:** Pareja entre 30-64 años sin trabajo.

Generadores FV

Aquí puede realizar el diseño de generadores fotovoltaicos a través de una planificación visual del tejado o llevar a cabo una planificación manual.

Esquema de módulo	Nombre	Fabricante/Módulo fotovoltaico/Equipo electrónico de módulos	Número de módulos FV/potencia pico
	1 Edificio 1: Superficie 1 (Sur) 3 ° 34 °	.SMA SMA Demo Poly 300W	17 módulos FV 5,10 kWp

Figura 44. Resumen de la documentación y el diseño de la instalación

Inversor fotovoltaico

Propuestas de diseño

Diseño automático Diseño manual

Edificio 1:
Superficie 1 (Sur)
17/17

Factor de desfase	Limitación de la potencia activa de CA
1,00	5,00 kW

Indicaciones y soluciones (1 indicación)

Potencia pico: 5,10 kWp Ratio de potencia nominal: 102 % Factor de aprovecham. de energía: 100 %✓

+ Añadir inversor

Figura 45. Inversor de la instalación, TRIPOWER de 5kW de la marca SMA, SUNNY.

Resultados

En este resumen puede analizar la rentabilidad del sistema.

Costes de la energía anuales	Ahorro	Otros índices
1.758 EUR Sin planta fotovoltaica el primer año	719 EUR Costes de la energía ahorrados en el primer año	10.470 EUR Remuneración al cabo de 20 año(s)
3.083 EUR Sin planta fotovoltaica en 20 año(s)	19.009 EUR Costes de la energía ahorrados pasados 20 año(s)	7,1 a Tiempo de amortización estimado
482 EUR Con planta fotovoltaica el primer año	17.679 EUR Ahorro total al cabo de 20 año(s)	0,076 EUR/kWh Costes de producción de electricidad en 20 año(s)
	13,60 % Rentabilidad anual (TIR)	

Figura 46. Resultados de la simulación del caso de menor demanda (I)

Resultados	
Esta vista general muestra los datos introducidos, los resultados y las indicaciones actuales para el diseño del sistema. Compruebe los datos antes de crear la documentación del proyecto.	
Proyecto	a
Emplazamiento	Carnaval de Venecia, 50021, Zaragoza, España
Información del proyecto	
Cantidad total de módulos	17
Potencia pico	5,10 kWp
Número de inversores fotovoltaicos	1
Potencia nominal de CA de los inversores fotovoltaicos	5,00 kW
Potencia activa de CA	5,00 kW
Relación de la potencia activa	98 %
Rendimiento energético anual	8.141 kWh
Factor de aprovecham. de energía	100 %
Coeficiente de rendimiento	85,1 %
Rendimiento energético específico	1596 kWh/kWp
Pérdidas de línea (% de la energía)	---
Carga desequilibrada	0,00 VA
Consumo de energía anual	6.280 kWh
Autoconsumo	2.568 kWh
Cuota de autoconsumo	31,5 %
Cuota autárquica	40,9 %
Reducción de CO ₂ al cabo de 20 año(s)	55 t

Figura 47. Resultados de la simulación del caso de menor demanda (II)

Costes	
Planta FV	6.630,00 EUR
Otros costes	1.780,00 EUR
Inversión total	8.410,00 EUR
Índices	
Costes de la energía ahorrados en el primer año ⓘ	719 EUR
Ahorro total al cabo de 20 año(s) ⓘ	17.679 EUR
Costes de la energía ahorrados pasados 20 año(s) ⓘ	19.009 EUR
Tiempo de amortización estimado ⓘ	7,1 a
Reducción de CO ₂ al cabo de 20 año(s) ⓘ	55 t

Figura 48. Costes totales de la instalación global para el caso de menor demanda

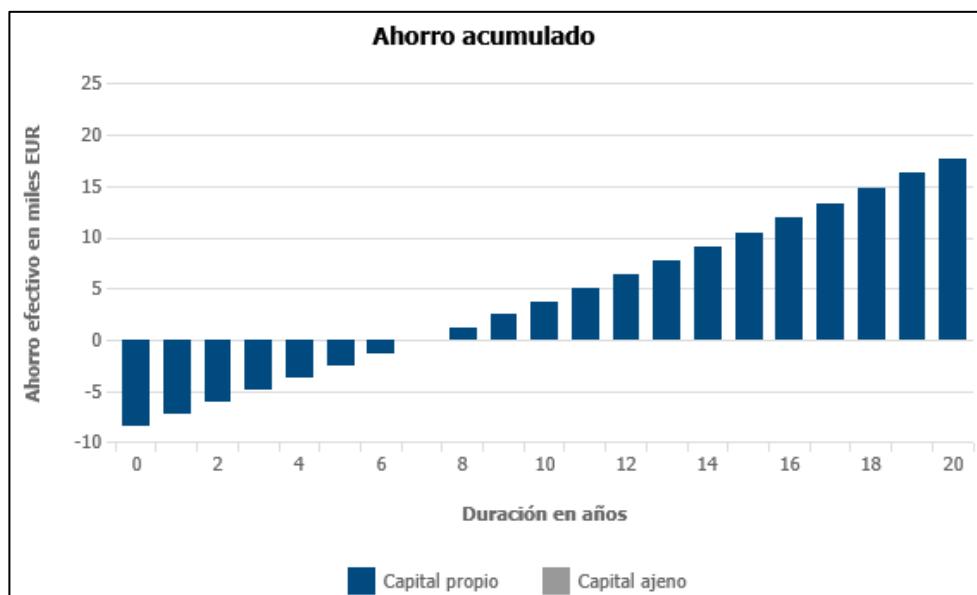


Figura 49. Ahorro acumulado para el caso de menor demanda energética

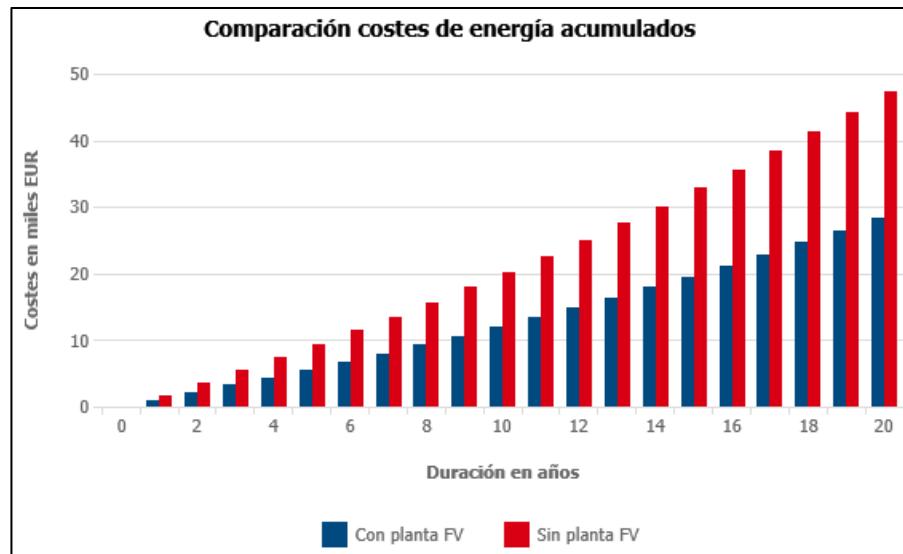


Figura 50. Comparación entre los costes de la energía con y sin FV para el caso de menor demanda

Modificación de la modalidad de autoconsumo:

En este apartado se va a empezar documentando la parte de **modalidad con excedentes y compensación**:

Electricity.Timestamp	Time	Sum [kWh]	DAY	KWh dia	Generacion FV	generacion TOTAL	precio kwh	ganancia (€)	TOTAL (€)	kwh 2020	ganancia	total 2020 (€)
0	01/01/2021 0:00	0,0033147	01/06/2021	42,057786	38,83802	42,23802	0,08641	0,015574004	172,54423	0,03408	0,0061424	44,69519411
1	01/01/2021 0:01	0,0031918	02/06/2021	47,794897	37,34425	40,74425	0,08473	0		0,03473	0	
2	01/01/2021 0:02	0,0035623	03/06/2021	44,35947	33,17456	36,57456	0,07951	0		0,03249	0	
3	01/01/2021 0:03	0,0029836	04/06/2021	15,18871	35,08275	38,48275	0,08039	1,872607896		0,02402	0,5595228	
4	01/01/2021 0:04	0,0037094	05/06/2021	42,450463	33,69854	37,09854	0,07591	0		0,02754	0	
5	01/01/2021 0:05	0,0030905	06/06/2021	45,437016	28,10583	31,50583	0,06856	0		0,02831	0	
6	01/01/2021 0:06	0,0032248	07/06/2021	42,501477	34,53888	37,93888	0,07946	0		0,01935	0	
7	01/01/2021 0:07	0,0030474	08/06/2021	49,877237	34,19928	37,59928	0,08209	0		0,0268	0	
8	01/01/2021 0:08	0,0031803	09/06/2021	44,297077	32,48937	35,88937	0,08146	0		0,02891	0	
9	01/01/2021 0:09	0,0032258	10/06/2021	40,872602	31,22685	34,62685	0,0832	0		0,03055	0	
10	01/01/2021 0:10	0,0032375	11/06/2021	43,764461	35,11806	38,51806	0,08235	0		0,02353	0	
11	01/01/2021 0:11	0,0031618	12/06/2021	39,562618	30,21526	33,61526	0,07741	0		0,02015	0	
12	01/01/2021 0:12	0,0031015	13/06/2021	39,848615	33,93471	37,33471	0,07899	0		0,02106	0	
13	01/01/2021 0:13	0,0032577	14/06/2021	44,8321	33,9065	37,3065	0,08829	0		0,02645	0	
14	01/01/2021 0:14	0,0044233	15/06/2021	48,160688	20,2259	23,6259	0,09082	0		0,03149	0	
15	01/01/2021 0:15	0,0045624	16/06/2021	49,759805	22,14849	25,54849	0,09451	0		0,03091	0	
16	01/01/2021 0:16	0,0043452	17/06/2021	47,503846	30,03659	33,43659	0,09287	0		0,03414	0	
17	01/01/2021 0:17	0,0041842	18/06/2021	49,504543	24,20782	27,60782	0,09246	0		0,03518	0	
18	01/01/2021 0:18	0,0045314	19/06/2021	37,340862	33,6965	37,0965	0,08709	0		0,03344	0	
19	01/01/2021 0:19	0,0047249	20/06/2021	41,901934	36,29228	39,69228	0,05255	0		0,03162	0	
20	01/01/2021 0:20	0,0046389	21/06/2021	50,995108	35,29574	38,69574	0,08238	0		0,02571	0	
21	01/01/2021 0:21	0,0044054	22/06/2021	45,519147	36,63417	40,03417	0,08936	0		0,03032	0	
22	01/01/2021 0:22	0,0035668	23/06/2021	41,945668	35,97574	39,37574	0,08964	0		0,03437	0	
23	01/01/2021 0:23	0,0035862	24/06/2021	43,03649	32,46211	35,86211	0,08553	0		0,03731	0	
24	01/01/2021 0:24	0,0030531	25/06/2021	43,710687	35,8636	39,2636	0,08635	0		0,03925	0	
25	01/01/2021 0:25	0,0032406	26/06/2021	25,720439	36,28956	39,68956	0,08378	1,170332985		0,03765	0,5259374	
26	01/01/2021 0:26	0,0032618	27/06/2021	12,690689	36,05091	39,45091	0,06401	1,712921767		0,03028	0,8102995	
27	01/01/2021 0:27	0,0032119	28/06/2021	25,572495	34,31302	37,71302	0,08623	1,046877503		0,02939	0,35681	

Figura 51. Plantilla de cálculo del importe de compensación anual. (Fuente: Elaboración propia)

Se va a explicar la anterior imagen:

- Las tres primeras columnas corresponden al programa Load Generator el cual, permite obtener los datos de la demanda.
- La cuarta y quinta representan la demanda a partir del día 1 de junio hasta el 31 de diciembre, estos datos se han obtenido de tratar la tercera columna.
- La sexta se obtiene a partir de los datos de FV calculados por Pvgis
- La séptima es la suma de los datos de la eólica y la FV.
- En las que aparece el precio de kWh (8º y 11º), se han sacado a partir de los datos que proporciona ESIOS para ambos años, 2021 y 2020.
- Las columnas de ganancia (9º y 12º) se calculan cuando el término de generación total (7º columna) es superior al de la demanda (5º columna).

- La diferencia entre generación y demanda es multiplicada por el precio de la energía de aquel día.
- Con cada uno de los datos de ganancia se hace un sumatorio para los años 2020 y 2021 a modo de conocer, cuanto han ganado económicamente durante los 7 meses, para conocer el anual, se hace una regla de tres.

A continuación, se va a documentar la parte de **modalidad de autoconsumo con almacenamiento**:

Electricity.Timestamp	Time	Sum [kWh]	DAY	KWh dia	Generacion FV	generacion TOTAL	DIFERENCIA KWh	ACUMULADO
0	01/01/2021 0:00	0,0033147	01/06/2021	42,057786	38,83802	42,23802	0,180233818	0,180233818
1	01/01/2021 0:01	0,0031918	02/06/2021	47,794897	37,34425	40,74425	-7,050647398	-6,87041358
2	01/01/2021 0:02	0,0035623	03/06/2021	44,35947	33,17456	36,57456	-7,784910073	-14,65532365
3	01/01/2021 0:03	0,0029836	04/06/2021	15,18871	35,08275	38,48275	23,29404025	8,638716597
4	01/01/2021 0:04	0,0037094	05/06/2021	42,450463	33,69854	37,09854	-5,351922544	3,286794053
5	01/01/2021 0:05	0,0030905	06/06/2021	45,437016	28,10583	31,50583	-13,93118581	-10,64439176
6	01/01/2021 0:06	0,0032248	07/06/2021	42,501477	34,5388	37,9388	-4,562677268	-15,20706903
7	01/01/2021 0:07	0,0030474	08/06/2021	49,877237	34,19928	37,59928	-12,27795689	-27,48502591
8	01/01/2021 0:08	0,0031803	09/06/2021	44,297077	32,48937	35,88937	-8,407707269	-35,89273318
9	01/01/2021 0:09	0,0032258	10/06/2021	40,872602	31,22685	34,62685	-6,245751792	-42,13848498
10	01/01/2021 0:10	0,0032375	11/06/2021	43,764461	35,11806	38,51806	-5,246400628	-47,3848856
11	01/01/2021 0:11	0,0031618	12/06/2021	39,562618	30,21526	33,61526	-5,947357633	-53,33224324
12	01/01/2021 0:12	0,0031015	13/06/2021	39,848615	33,93471	37,33471	-2,513905435	-55,84614867
13	01/01/2021 0:13	0,0032577	14/06/2021	44,8321	33,9065	37,3065	-7,525599923	-63,37174859
14	01/01/2021 0:14	0,00444233	15/06/2021	48,160688	20,2259	23,6259	-24,5347884	-87,906537
15	01/01/2021 0:15	0,0045624	16/06/2021	49,759805	22,14849	25,54849	-24,21131487	-112,1178519
16	01/01/2021 0:16	0,00443452	17/06/2021	47,503846	30,03659	33,43659	-14,06725602	-126,1851079
17	01/01/2021 0:17	0,0041842	18/06/2021	49,504543	24,20782	27,60782	-21,89672271	-148,0818306
18	01/01/2021 0:18	0,0045314	19/06/2021	37,340862	33,6965	37,0965	-0,244361735	-148,3261923
19	01/01/2021 0:19	0,0047249	20/06/2021	41,901934	36,29228	39,69228	-2,20965355	-150,5358459
20	01/01/2021 0:20	0,0046389	21/06/2021	50,995108	35,29574	38,69574	-12,29936768	-162,8352136
21	01/01/2021 0:21	0,0044054	22/06/2021	45,519147	36,63417	40,03417	-5,484976508	-168,3201901
22	01/01/2021 0:22	0,0035668	23/06/2021	41,945668	35,97574	39,37574	-2,569928257	-170,8901183
23	01/01/2021 0:23	0,0035862	24/06/2021	43,03649	32,46211	35,86211	-7,174379552	-178,0644979
24	01/01/2021 0:24	0,0030531	25/06/2021	43,710687	35,8636	39,2636	-4,447087194	-182,5115851
25	01/01/2021 0:25	0,0032406	26/06/2021	25,720439	36,28956	39,68956	13,96912133	-168,5424638
26	01/01/2021 0:26	0,0032618	27/06/2021	12,690689	36,05091	39,45091	26,76022132	-141,7822424
27	01/01/2021 0:27	0,0032119	28/06/2021	25,572495	34,31302	37,71302	12,14052538	-129,6417171

Figura 52. Plantilla de cálculo de la falta de energía a compensar con las baterías. (Fuente: Elaboración propia)

- Las tres primeras columnas corresponden al programa Load Generator el cual, permite obtener los datos de la demanda.
- La cuarta y quinta representan la demanda a partir del día 1 de junio hasta el 31 de diciembre, estos datos se han obtenido de tratar la tercera columna.
- La sexta se obtiene a partir de los datos de FV calculados por Pvgis.
- La séptima es la suma de los datos de la eólica y la FV.

- La octava columna representa la diferencia diaria entre la generación energética y la demanda.
- La novena columna representa la energía acumulada diaria; es decir, el valor para un día actual, es el valor acumulado de la diferencia entre generación energética y demanda del día anterior más la diferencia entre producción y consumo del día actual.

Se añade la documentación técnica del modelo de batería que se ha utilizado para el dimensionado del caso de modelización con almacenamiento.

Datos técnicos	Sunny Boy Storage 2.5
Conexión de CA	
Potencia asignada [a 230 V, 50 Hz]	2500 W
Potencia máx. aparente de CA	2500 VA
Tensión nominal de CA/Rango	220 V, 230 V, 240 V/De 180 V a 280 V
Frecuencia de red de CA/Rango	50 Hz, 60 Hz /De -5 Hz a +5 Hz
Frecuencia asignada de red/Tensión asignada de red	50 Hz/230 V
Corriente alterna máx.	11 A
Factor de potencia a potencia asignada	1
Factor de potencia ajustable	De 0,8 inductivo hasta 0,8 capacitivo
Fases de inyección/conexión	1/1
Batería de entrada de CC	
Potencia de CC máx. [con $\cos \phi = 1$]	2650 W
Tensión máx. de CC	500 V
Rango de tensión de CC/Tensión asignada de CC	De 100 V a 500 V/360 V
Tensión de CC mín./Tensión de inicio de CC	100 V/100 V
Corriente continua máx.	10 A
Corriente de cortocircuito de CC máx.	18 A
Tipo de batería	Iones de litio*
Rendimiento	
Rendimiento máx./europeo	96,8%/96,1%
Autoconsumo sin carga y desgaste /en espera	≤10 W/≤2 W
Dispositivos de protección	
Vigilante de círculo/Monitorización de red	• / •
Protección contra polaridad inversa de CC/Resistencia al cortocircuito de CA/Con separación galvánica	- / • / -
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	•
Clase de protección (según IEC 62103)/Categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I/III
Datos generales	
Dimensiones [ancho x alto x fondo]	450 mm/357 mm/122 mm [17,7 inch/14,1 inch/4,8 inch]
Peso del inversor	9,2 kg [20,3 lbs]
Rango de temperatura de funcionamiento con la batería en funcionamiento	De -40 °C a +60 °C [de -40 °F a +140 °F]
Emisión sonora, típica	<25 dB
Topología	Sin transformador
Sistema de refrigeración	Convección
Tipo de protección (según IEC 60529)/Clase climática (según IEC 60721-3-4)	IP65/4K4H
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100%
Equipamiento/Función/Accesorios	
Conexión de CC/CA	Conector/Conector
Visualización a través de teléfono, tableta o portátil	•
Servidor web integrado	•
Interfaces: Ethernet / WLAN	• / •
Protocolos de comunicación	Modbus (SMA, Sunspec), Webconnect
Comunicación de la batería	Bus CAN
Limitación de la potencia activa dinámica integrada (del 0 al 100%)	•
Garantía: 5/10 años	• / •**
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	AS4777, C10/11/2012, CE0-21, CE, DIN EN 62109-1 / IEC 62109-1, G59/3 EN50438, G83/2, NEN 50438, VDE-AR-N4105, VDE0126-1-1, VFR 2014
Certificados y autorizaciones (en planificación)	IEC61727, NR5097, PPC, PPDS, RD 1699
Sunny Home Manager/SMA Energy Meter	○/○
Inversores de SMA con Webconnect	•
Inversores de SMA sin Webconnect	○
Equipación a posteriori de inversores de otros proveedores	○

Figura 53. Especificaciones técnicas de la batería Sunny Boy Storage 2.5

Se añade también una imagen del modelo



Figura 54. Imagen de la batería de almacenamiento.

A continuación, se añaden los resultados de la simulación con el programa sunnydesign para las baterías.

Generadores FV

Aquí puede realizar el diseño de generadores fotovoltaicos a través de una planificación visual del tejado o llevar a cabo una planificación manual.

Esquema de módulo	Nombre	Fabricante/Módulo fotovoltaico/Equipo electrónico de módulos	Número de módulos FV/potencia pico
	Edificio 1: Superficie 1 (Sur)	.SMA SMA Demo Poly 300W	19 módulos FV 5,70 kWp

Figura 55. Resumen de la documentación y el diseño de la instalación con almacenamiento de baterías

Inversor fotovoltaico

Propuestas de diseño

Diseño automático Diseño manual

Edificio 1: Superficie 1 (Sur) 19/19		Factor de desfase cos φ	Limitación de la potencia activa de CA		
Tipo	1 x STP5.0-3AV-40 Compatible con FV/inversor	i	A: 1 x 14 B: 1 x 5		
				1,00	5,00 kW

Indicaciones y soluciones (1 indicación)

Potencia pico: 5,70 kWp Ratio de potencia nominal: 91 % Factor de aprovecham. de energía: 99,9 %✓

Figura 56. Inversor de la instalación con almacenamiento de baterías, TRIPOWER de 5kW de la marca SMA, SUNNY.

Sistema de baterías

Tener en cuenta el sistema de baterías

Monofásica Multiclusler Box Trifásica

Filtro de equipos

Equipo*	Descripción	Ajustes
 Sunny Boy Storage 2.5	Para optimizar el autoconsumo en viviendas unifamiliares con batería de litio de alta tensión. Rango de tensión de la batería: 120-500 V	Batería 1 Litio Batería 2 Litio Batería 3 Litio Capacidad: 21,00 kWh (disponible 92 %)
<small>Para la optimización del autoconsumo necesita un SMA Energy Meter o un Sunny Home Manager. En sistemas con inyección cero ("Zero Feed-In") es necesario un Sunny Home Manager 2.0.</small>		Capacidad nominal total: 21,00 kWh Disponible: 92 % Potencia de carga máxima del sistema de batería: 2,50 kW Potencia de descarga máxima del sistema de batería: 2,50 kW

Figura 57. Selección del modelo de baterías para la instalación con almacenamiento de baterías.

Resultados

En este resumen puede analizar la rentabilidad del sistema.

Costes de la energía anuales

- 2.380 EUR**
Sin planta fotovoltaica el primer año i
- 4.173 EUR**
Sin planta fotovoltaica en 20 año(s) i
- 351 EUR**
Con planta fotovoltaica el primer año i

Ahorro

- 1.799 EUR**
Costes de la energía ahorrados en el primer año i
- 46.549 EUR**
Costes de la energía ahorrados pasados 20 año(s) i
- 32.396 EUR**
Ahorro total al cabo de 20 año(s) i
- 14,90 %**
Rentabilidad anual (TIR) i

Otros índices

- 4.218 EUR**
Remuneración al cabo de 20 año(s)
- 6,7 a**
Tiempo de amortización estimado i
- 0,105 EUR/kWh**
Costes de producción de electricidad en 20 año(s) i

Editar tarifa

Figura 58. Resultados de la simulación del caso de almacenamiento de energía (I)

Resultados ?

Esta vista general muestra los datos introducidos, los resultados y las indicaciones actuales para el diseño del sistema. Compruebe los datos antes de crear la documentación del proyecto.

Proyecto	Cliente
Emplazamiento	Carnaval de Venecia, 50021, Zaragoza, España
Información del proyecto	
Cantidad total de módulos	19
Potencia pico	5,70 kWp
Número de inversores fotovoltaicos	1
Potencia nominal de CA de los inversores fotovoltaicos	5,00 kW
Potencia activa de CA	5,00 kW
Relación de la potencia activa	87,7 %
Rendimiento energético anual	9.128 kWh
Factor de aprovecham. de energía	99,9 %
Coeficiente de rendimiento	85,4 %
Rendimiento energético específico	1601 kWh/kWp
Pérdidas de línea (% de la energía)	---
Carga desequilibrada	0,00 VA
Consumo de energía anual	8.500 kWh
Autoconsumo	6.834 kWh
Cuota de autoconsumo	74,9 %
Cuota autárquica	75,6 %
Capacidad nominal total	21,00 kWh
Flujos anuales de capacidad nominal de la batería	172
Reducción de CO ₂ al cabo de 20 año(s)	61 t

Figura 59. Resultados de la simulación del caso de almacenamiento de energía (II)

Costes	
Planta FV	7.410,00 EUR
Sistema de baterías	3.903,06 EUR
Otros costes	1.780,00 EUR
Inversión total	13.093,06 EUR

Índices	
€ Costes de la energía ahorrados en el primer año ⓘ	1.799 EUR
⚡ Ahorro total al cabo de 20 año(s) ⓘ	32.396 EUR
₪ Costes de la energía ahorrados pasados 20 año(s) ⓘ	46.549 EUR
📅 Tiempo de amortización estimado ⓘ	6,7 a
🌿 Reducción de CO ₂ al cabo de 20 año(s)	61 t

Figura 60. Costes totales de la instalación global para el caso de almacenamiento con baterías.

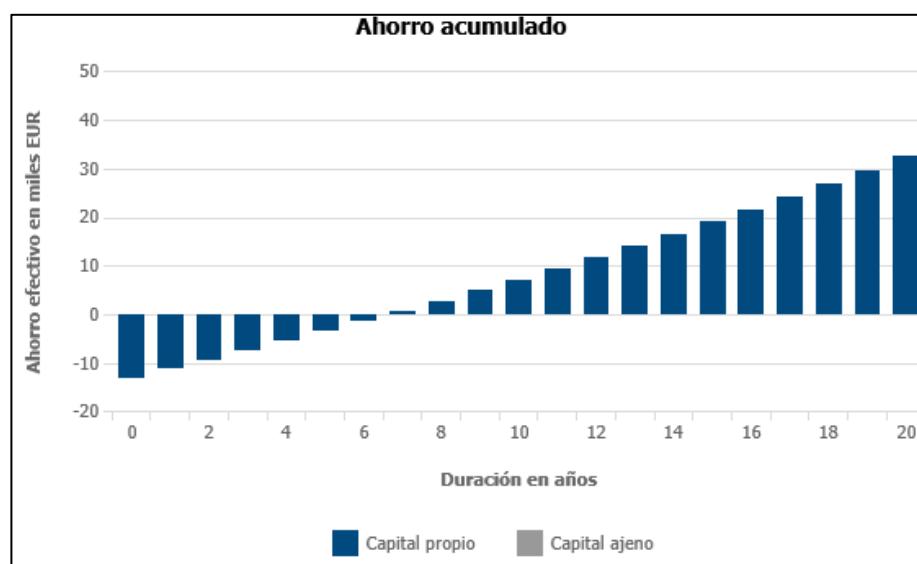


Figura 61. Ahorro acumulado para el caso de almacenamiento con baterías

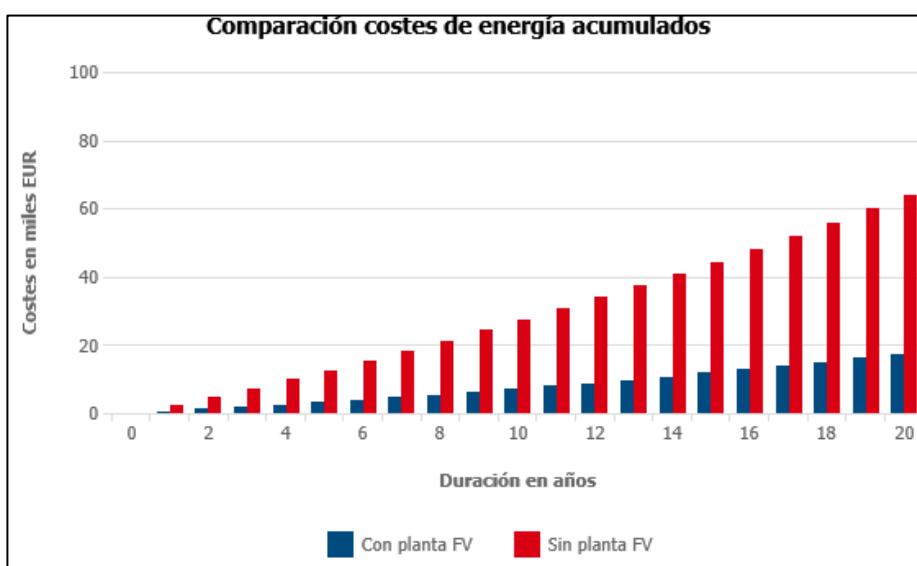


Figura 62. Comparación entre los costes de la energía con y sin FV para el caso de almacenamiento con batería.